Coletânea dos pareceres do Conselho Tarifário

Setor de eletricidade

FICHA TÉCNICA

Título:

Coletânea dos pareceres do Conselho Tarifário – setor de eletricidade

Edição:

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Publicação:

30 de outubro de 2020

ÍNDICE GERAL

A REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO 1
ÓRGÃOS CONSULTIVOS DO REGULADOR 1
O CONSELHO TARIFÁRIO 2
SISTEMATIZAÇÃO POR PERÍODOS REGULATÓRIOS 3
PERÍODO REGULATÓRIO 2018-2021 4
I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO 5
II. PARECERES 8
1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS 9
◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020 ◆ 10
◆ Resposta da ERSE ◆ 46
◆ Quantificação dos efeitos na proposta de tarifas para a energia elétrica em 2019 do Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais ◆ 63
◆ Resposta da ERSE ◆ 66
◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019 ◆ 68
◆ Resposta da ERSE ◆ 100
2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS 119
◆ Avaliação de impactes de eventos extramercado na formação no preço de mercado grossista de eletricidade - 2019 120
◆ Estudo da ERSE 126
◆ Aditamento ao Regulamento Tarifário do Setor Elétrico ◆ [Consulta Pública n.º 88] 127
◆ Regulamentação do regime do autoconsumo de eletricidade ◆ [Consulta Pública n.º 82] 129
◆ Regime de gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional (SEN) ◆ [Consulta Pública n.º 80] 147
◆ Alteração do Regulamento da Mobilidade Elétrica ◆ [Consulta Pública n.º 78] 160
◆ Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia ◆ [Consulta Pública Prévia n.º 77] 167
◆ Mecanismo de contratação a prazo de energia elétrica para satisfação dos consumos dos clientes do CUR ◆ [Consulta Pública n.º 73] 176
◆ Parâmetros relativos às condições comerciais de ligação à rede elétrica aplicáveis às instalações de produção e às instalações de consumo em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA ◆ [Consulta Pública n.º 72] 183
◆ Regulamentação das Redes Inteligentes de eletricidade ◆ [Consulta Pública n.º 70] 188
◆ Alteração do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico ◆ [Consulta Pública n.º 68] 206
◆ Regras do projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação ◆ [Consulta Pública n.º 67] 209
◆ Concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão ◆ [Consulta Pública n.º 65] 215
◆ Instrução relativa à devolução dos créditos dos consumidores de energia elétrica ◆ 244
3. PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO 247

◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2020-2029 (PDIRT-E 2019) ◆ [Consulta Pública n.º 83] 248
◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2019-2023 ◆ [Consulta pública n.º 74] 264
◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 — PDIRT-E 2017 ◆ [Consulta pública n.º 64] 274
PERÍODO REGULATÓRIO 2015-2017 293
I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO 294
II. PARECERES 297
1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS 298
◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020 ◆ 299
◆ Resposta da ERSE ◆ 323
◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017 ◆ 337
◆ Resposta da ERSE ◆ 350
◆ Tarifas sociais da energia elétrica a vigorar a partir de 1 de julho de 2016 ◆ 360
◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016 ◆ 362
◆ Resposta da ERSE ◆ 371
2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS 376
◆ Estudo sobre impactes no preço médio de mercado previstos nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho ◆ 377
◆ Portaria que estabelece o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas ◆ 380
◆ Alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico ◆ [Consulta Pública n.º 61] 384
◆ Alteração do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço ◆ [Consulta Pública n.º 61] 398
◆ Projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas◆ [Consulta Pública n.º 59] 412
◆ Alteração da alínea b) do n.º 7 da Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro ◆ [Consulta Pública n.º 57] 420
◆ Alteração do Procedimento n.º 9 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico ◆ [Consulta Pública n.º 57] 424
◆ Regulamento da Mobilidade Elétrica ◆ [Consulta Pública n.º 51] 426
◆ Medidas corretivas e de compensação aos clientes resultantes da auditoria aos contadores bi-horários e tri-horários das regiões autónomas dos Açores e da Madeira ◆ 431
3. PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO 433
◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição em AT e MT - PDIRD-E2016 ◆ [Consulta Pública n.º 56] 434
◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2016-2025 ◆ [Consulta Pública n.º 53] 446
PERÍODO REGULATÓRIO 2012-2014 459
I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO 460

II. PARECERES 463
1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS 464
◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017 ◆ 465
◆ Resposta da ERSE ◆ 486
◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2014 ◆ 500
◆ Resposta da ERSE ◆ 513
◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013 ◆ 519
◆ Resposta da ERSE ◆ 532
2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS 538
◆ Revisão do Regulamento Tarifário: tarifa social ◆ 539
◆ Revisão regulamentar do setor elétrico decorrente da alteração do regime legal da pequena produção e do autoconsumo ◆ [Consulta Pública n.º 48] 541
◆ Alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico ◆ 543
◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆ 549
◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆ 554
◆ Análise técnica das conclusões da auditoria aos contadores da EDP Distribuição e proposta de diretiva ◆ 556
◆ Alteração às regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica – PPEC ◆ 566
◆ Consulta para apresentação de proposta para a realização de auditorias ao universo de contadores de tarifa bi-horária e tri-horária - bases do caderno de encargos ◆ 572
◆ Resposta da ERSE ◆ 573
◆ Compensação aos consumidores com tarifa bi-horária afetados por anomalias de contagem ◆ 575
◆ Resposta da ERSE ◆ 580
3. PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO 581
◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2015-2019 - PDIRD-E 2014 ◆ [Consulta Pública n.º 49] 582
◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2014-2023 ◆ [Consulta Pública n.º 46] 587
◆ Parecer da ERSE ao PDIRD 2012-2016 ◆ 595
PERÍODO REGULATÓRIO 2009-2011 597
I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO 598
II. PARECERES 600
1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS 601
◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2012 e parâmetros para o período de regulação 2012-2014 ◆ 602
◆ Resposta da ERSE ◆ 615
◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2011 ◆ 623
◆ Resposta da ERSE ◆ 633

◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2010 ◆ 637
◆ Resposta da ERSE ◆ 649
2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS 658
◆ Alteração do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico ◆ [Consulta Pública n.º 36] 659
◆ Alteração à regulamentação do setor elétrico (Regulamento Tarifário) ◆.....661
◆ Alteração das regras dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental do Setor Elétrico◆ 665
◆ Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico ◆ 667
◆ Faturação de energia reativa - Proposta de fatores multiplicativos do preço de referência de energia reativa indutiva ◆.....669
◆ Subregulamentação do mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência ◆ 671
◆ Alteração das regras de faturação de energia reativa ◆ [Consulta Pública n.º 31] 675
◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆ 678
◆ Resposta da ERSE ◆ 680
◆ Alteração ao Regulamento Tarifário do Setor Elétrico sobre regras de faturação transitórias◆ 681
◆ Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil e mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT ◆ 685
◆ Metodologia de cálculo do valor da caução ◆ 688
◆ Resposta da ERSE ◆ 689
PERÍODO REGULATÓRIO 2006-2008 690
I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO 691
II. PARECERES 693
1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS.....694
◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2009 e parâmetros para o período de regulação 2009-2011 ◆.....695
◆ Resposta da ERSE ◆ 707
◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2008 ◆ 731
◆ Resposta da ERSE ◆ 743
◆ Tarifas e preços para a energia elétrica de setembro a dezembro de 2007 ◆.....750
◆ Resposta da ERSE ◆ 753
◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2007 ◆ 756
◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2007 ◆ 758
◆ Resposta da ERSE ◆ 767
◆ Alteração do Regulamento Tarifário e alteração das tarifas de energia elétrica para 2006, por aplicação do DL 90/2006, de 24 maio ◆.....774
◆ Resposta da ERSE ◆ 777
2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS 778
◆ Alterações ao Regulamento Tarifário ◆.....779
◆ Resposta da ERSE ◆ 779

◆ Alteração da metodologia de cálculo das rendas de concessão de distribuição de energia elétrica em baixa tensão ◆ 787
◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆ [Consulta Pública n.º 25] 791
◆ Regras para os Planos do Desempenho Ambiental – PPDA ◆ [Consulta Pública n.º 22] 802
◆ Resposta da ERSE ◆ 804
◆ Alteração das regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo aprovadas no âmbito do Regulamento Tarifário ◆ [Consulta Pública n.º 20] 806
◆ Resposta da ERSE ◆ 814
◆ Mecanismos de incentivos à otimização da gestão dos CAE e da gestão eficiente de licenças de emissão de CO_2 ◆ 821
◆ Resposta da ERSE ◆ 824
◆ Regulamento Tarifário – junho 2007 ◆ 827
◆ Ligações às redes de transporte e distribuição de energia elétrica - subregulamentação do RRC ◆ 830
◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆ [Consulta Pública n.º 15] 833
◆ Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo da Energia Elétrica ◆ [Consulta Pública n.º 10] 838
◆ Cálculo do valor da caução ◆ 850

PERÍODO REGULATÓRIO 2003-2005 851

I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO 852

II. PARECERES 854

1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS 855

◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2006 e parâmetros para o período de regulação 2006-2008 ◆ 856
◆ Resposta da ERSE ◆ 864
◆ Parâmetros e tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2005 ◆ 870
◆ Resposta da ERSE ◆ 876
◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2004 ◆ 880
◆ Resposta da ERSE ◆ 887

2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS 893

◆ Alteração à regulamentação do setor elétrico – Regulamento Tarifário ◆ [Consulta Pública n.º 9] 894
◆ Guia de telecontagem do continente – regulamentação dos pontos 6.2.3, 7 e 12.3 ◆ 900
◆ Alteração regulamentar para permitir a abertura do mercado de eletricidade a consumidores em baixa tensão normal ◆ [Consulta Pública n.º 8] 901
◆ Aditamento ao Regulamento Tarifário ◆ 902
◆ Alteração regulamentar para permitir a abertura do mercado de eletricidade a consumidores em baixa tensão especial ◆ [Consulta Pública n.º 7] 903
◆ Cálculo do valor da caução - Artigo 2.º do Decreto Lei n.º 195/99 e do RRC ◆ 904
◆ Alteração à regulamentação do setor elétrico – Regulamento Tarifário ◆ [Consulta Pública n.º 5] 905

◆ Condições gerais e de detalhe a integrar nos contratos de interruptibilidade e dos critérios a observar na seleção das propostas para a celebração dos contratos ◆ 908

PERÍODO REGULATÓRIO 2000-2002 910

I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO 911

II. PARECERES 913

1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS 914

◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2003 ◆ 915

◆ Resposta da ERSE ◆ 920

◆ Alteração das tarifas de venda a clientes finais em MT e BTE e em MAT e AT ◆ 927

◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2002 - Portugal continental ◆ 929

◆ Resposta da ERSE ◆ 934

◆ Tarifas de 2001 em Euro ◆ 939

◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2001 - Portugal continental ◆ 940

◆ Resposta da ERSE ◆ 945

◆ Revisão excecional da tarifa de energia e potência, para vigorar em dezembro de 2000 ◆ 952

◆ 1.ª fase de revisão da estrutura tarifária ◆ 953

◆ Novas opções tarifárias para grandes clientes ◆ 957

2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS 958

◆ Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, Regulamento das Relações Comerciais e Regulamento Tarifário – alteração para permitir a sua aplicação nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira ◆ [Consulta Pública n.º 4] 959

◆ Subregulamentação das ligações às redes do SEP ◆ 963

◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆ [Consulta Pública n.º 2] 966

◆ Alteração do regime de interruptibilidade ◆ 971

◆ Cálculo do valor da caução ◆ 972

◆ Alteração do Regulamento Tarifário ◆ 974

PERÍODO REGULATÓRIO 1998-1999 976

I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO 977

II. PARECERES 979

1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS 980

◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2000 ◆ 981

◆ Resposta da ERSE ◆ 983

◆ Novas opções tarifárias para grandes clientes ◆ 988

◆ Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais ◆ 990

◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços 1999 e 1999-2001 ◆ 992

◆ Resposta da ERSE ◆ 995

2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS 999

◆ Cálculo do valor da caução ◆ 1000

◆ Encargos com os estudos de elaboração de orçamentos — Art.º 24.º do RRC ◆ 1001

◆ Comparticipação nos custos de reforço da rede - Art.º 26 do RRC ◆ 1002
◆ Regulamento Tarifário ◆ 1003
◆ Regulamento Tarifário ◆ 1007
◆ Comparação dos preços da Eletricidade na União Europeia – documento da ERSE ◆ 1011
◆ Comparação dos preços da Eletricidade na União Europeia – comentários de associações industriais ◆ 1013
ÍNDICE POR MATÉRIAS 1015

A REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

A Diretiva n.º 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de dezembro, e a Diretiva n.º 98/30/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de junho, que estabeleceram, respetivamente, as regras comuns relativas aos mercados internos da eletricidade e do gás natural - baseados na abertura progressiva à concorrência, sem prejuízo das obrigações de serviço publico e no direito de acesso de produtores e de consumidores as redes de transporte e distribuição -, conferiram às autoridades reguladoras um papel de crucial importância na garantia das obrigações de serviço público e na implementação dos mecanismos tendentes a assegurar a igualdade de tratamento, a transparência e a não discriminação no acesso às redes e no relacionamento entre os diversos operadores, no respeito pelas regras da concorrência consagradas no Tratado da União Europeia.

Na maior parte dos países, esses objetivos foram prosseguidos através da criação de entidades reguladoras setoriais, destacadas da administração direta do Estado e dotadas de maior ou menor independência, tanto orgânica como funcional.

A solução das «entidades reguladoras independentes» foi ditada pela preocupação de separar os papéis do «Estado regulador» e do «Estado operador» (dada a permanência de uma forte posição do Estado nos setores em vias de liberalização), com o objetivo de tornar a regulação independente dos ciclos e conjunturas político-eleitorais, assim reforçando a confiança dos operadores e consumidores.

Ao abrigo dessa filosofia e no que respeita ao setor elétrico, o Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho, que estabeleceu as disposições aplicáveis à organização do Sistema Elétrico Nacional e ao exercício das atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica, determinou que a regulação do Sistema Elétrico Público (SEP) e das suas relações com o Sistema Elétrico não Vinculado (SENV) incumbiria a uma entidade reguladora independente. Na concretização deste preceito, o Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, criou a Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE), com a natureza de pessoa coletiva de direito público dotada de autonomia administrativa e financeira e de património próprio e com vincadas caraterísticas de independência, integrando-a no conceito das «entidades administrativas independentes» que viria a ser constitucionalizado na revisão constitucional de 1997.

Anos mais tarde, ao alargar as suas competências regulatórias ao setor do gás natural, a Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE) passou a denominar-se Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, conservando a sigla ERSE.

ÓRGÃOS CONSULTIVOS DO REGULADOR

Desde o momento da sua criação como entidade reguladora independente, a ERSE integrou como órgãos, para além do Conselho de Administração e do Fiscal Único, dois outros Conselhos, de natureza consultiva, que reuniam uma ampla representatividade das atividades reguladas e demais interessados, em particular os representantes de consumidores que, nos termos da lei, possuem paridade numérica no global de representações. Por um lado, o Conselho Consultivo, com caraterísticas mais generalistas, é um órgão que se pronuncia sobre o Orçamento, o Relatório e Contas e outras matérias que lhe são remetidas. Por outro, o Conselho Tarifário, que surge como um conselho especializado para as funções da ERSE em matéria de tarifas e preços, matéria esta que tem grande centralidade num regulador económico com as caraterísticas da Entidade.

É de assinalar o enorme contributo que, ao longo dos anos, os Conselhos da ERSE têm tido para o desempenho do regulador e para um maior e mais aprofundado conhecimento dos setores por parte das entidades que neles têm assento.

O CONSELHO TARIFÁRIO

O Conselho Tarifário é o órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços. Compete-lhe, através das suas duas secções (eletricidade e gás natural), emitir pareceres sobre as propostas de revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre as de fixação de tarifas e preços.

Os pareceres do Conselho Tarifário não são vinculativos e são disponibilizados pela ERSE no seu site ou por outros meios considerados adequados.

Cada secção do Conselho Tarifário reúne ordinariamente uma vez por ano, por convocação do seu presidente, aquando da apresentação da proposta de tarifas e preços. Extraordinariamente, o Conselho Tarifário reúne por convocação do presidente, a pedido do presidente do conselho de administração da ERSE ou de, pelo menos, um terço dos seus membros. A discussão de assuntos comuns aos dois setores regulados é feita em plenário do Conselho Tarifário.

A composição do Conselho Tarifário sofreu diversas alterações ao longo do tempo.

No início integraram o Conselho um representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica (RNT), dois representantes das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia elétrica em média tensão (MT) e alta tensão (AT), dois representantes das associações de defesa do consumidor e um representante do Instituto do Consumidor, que presidia (artigo 28.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho e Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, que aprovou os Estatutos da Entidade Reguladora).

Com a regulação do setor do gás natural e a transformação da ERSE em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e, ainda, com o alargamento das competências da ERSE em matéria de eletricidade às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, o Conselho passou a ter duas secções, uma para cada setor regulado, e um plenário. A composição do Conselho viu-se então ampliada. A entidade concessionária da RNT e o Instituto do Consumidor mantiveram o seu representante, os representantes das associações de defesa do consumidor (agora, com representatividade genérica) passaram a ser três, enquanto a entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia elétrica em MT e AT passou a ter apenas uma representação. Em contrapartida, nos termos do artigo 46.º do Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, o Conselho passou a ter os seguintes representantes:

Um representante das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de eletricidade em baixa tensão;

Um representante dos clientes não vinculados de eletricidade;

Um representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores;

Um representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira;

Um representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores;

Um representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira.

Ainda em 2002, considerando que os municípios detêm o direito originário da distribuição de energia elétrica em baixa tensão, sendo parceiros indispensáveis na discussão e análise de toda esta problemática, passou a ter assento no Conselho Tarifário um representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (Decreto-Lei n.º 200/2002, de 25 de setembro).

Uma década depois, quando os Estatutos da ERSE foram atualizados com o Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, alargou-se a representação e estabeleceram-se algumas regras para garantir o equilíbrio das forças representada, tais como a limitação do número de representantes por empresas que integram

um mesmo grupo económico e empresarial e a equivalência entre representantes do lado da «oferta» e da «procura».

O presidente do Conselho, "personalidade de reconhecido mérito e independência", passou a ser designado pelo membro do Governo responsável, primeiro pela área de defesa do consumidor e, depois, pela área da energia.

Em posterior alteração aos Estatutos da ERSE (Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho), foi clarificado o âmbito de aplicação das alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, relativamente à composição do conselho tarifário, de forma a assegurar uma maior representatividade por parte dos diversos intervenientes nos setores da eletricidade e do gás natural.

Com a assunção, por parte da ERSE, da regulação dos setores do gás de petróleo liquefeito em todas as suas categorias, dos combustíveis derivados do petróleo e dos biocombustíveis, nos termos do artigo 46.º dos seus Estatutos (na redação conferida pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho), o Conselho Tarifário voltou a ser alargado, passando a integrar: uma personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente e um representante dos pequenos comercializadores da energia.

SISTEMATIZAÇÃO POR PERÍODOS REGULATÓRIOS

A regulação do setor elétrico pressupõe a definição de parâmetros regulatórios para um período mais alargado (período regulatório), que tem sido de 3 anos (triénio regulatório), e a fixação de tarifas e preços anualmente, de acordo com os parâmetros fixados previamente. No ano anterior ao início de um novo período regulatório, é habitual proceder-se a uma revisão das regras constantes dos regulamentos tarifários, o que é feito por um processo de consulta pública alargado em que todos os interessados podem participar.

Pode suceder, durante um período regulatório, existir uma revisão extraordinária dos parâmetros ou uma alteração de regras regulamentares com impactos em tarifas, designadamente em virtude de alterações legislativas. Também, por imposição comunitária e subsequente transposição legal, a ERSE passou a desempenhar um papel consultivo em matéria de planos de investimento em infraestruturas de transporte e distribuição, para o que desencadeia uma consulta pública prévia à emissão de parecer e ouvindo sempre o seu Conselho Tarifário. Todos estes eventos são objeto de pronúncia através de parecer pelo Conselho Tarifário e de resposta pontual por parte da ERSE.

Neste contexto, a coletânea que reúne os pareceres do Conselho Tarifário no setor da eletricidade agrega-os por períodos regulatórios, do mais recente para o mais antigo (2018-2021[1]; 2015-2017; 2012-2014; 2009-2011; 2006-2008; 2003-2005; 2000-2002; 1998-1999), dividindo-os em três grandes rubricas – 1. Parâmetros, tarifas e preços; 2. Regulamentação e outros e 3. Planos de desenvolvimento e investimento.

A resposta do regulador às sugestões e recomendações do Conselho Tarifário, quando existente, é facultada no final do parecer. Registe-se que a coletânea inclui os pareceres e a indicação da data da sua aprovação, sendo o texto integral, incluindo declarações de voto, quando existam, acessíveis por intermédio do *link* indicado.

[1] Por força da crise sanitária ocasionada pela doença COVID-19, o período de regulação 2018-2020 foi excecionalmente prolongado até 2021 (Regulamento n.º 496/2020, de 26 de maio).

Período regulatório
2018-2021
(Regulamento n.º 496/2020, de 26 de maio)

eletricidade

I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO

António Cavalheiro	Representante das associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)
Carlos Silva	Representante das associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)
Carolina Gouveia	Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
Célia Marques *Carlos Chagas*	Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: UGC - União Geral de Consumidores
Eduardo Quinta Nova	Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: UGC - União Geral de Consumidores
Fernando Ferreira	Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores
Francisco Lopes	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade
Jaime Braga	Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do artigo 46º dos Estatutos da ERSE*
Joana Simões	Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente
Joaquim Teixeira	Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT)
Jorge Reis *Mário Reis*	Representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores: ACRA - Associação dos Consumidores da Região Autónoma dos Açores
Luís Vasconcelos	Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses
Manuela Moniz	Representante do membro do Governo responsável pela área da energia - **Presidente**
Patrícia Carolino	Representante da Direcção-Geral do Consumidor

Pedro Furtado	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de eletricidade
Rafaela Matos	Representante para a área de ambiente nos termos do n.º 1 do artigo 46.º dos Estatutos da ERSE
Ricardo Emílio *Ricardo Ferrão* *Ricardo Pacheco*	Representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre
Ricardo Nunes	Representante dos pequenos comercializadores da energia
Rui Vieira	Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira
Vinay Pranjivan *Luís Pisco*	Representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira: ACM, representação assegurada pela DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
Vítor Machado	Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

*Até 14.10.2019

II. PARECERES

1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS

◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, "*(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*."[2]

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Nos termos do n.º 5 do art.º 5.º do Regimento Interno o CT procedeu à audição, em 21 de outubro de 2019, do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) – Eng.º Paulo Tomás.

No decurso da elaboração deste parecer, o CT solicitou à ERSE um conjunto de esclarecimentos adicionais ao conteúdo da "*Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2020*", concretizado em 30/10/2019.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "*Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2020*" (doravante abreviado por Proposta de Tarifas e Preços para 2020), cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Assim, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

A. Comunicação dos Impactos Tarifários

O CT regista o facto de a ERSE ter publicado pela primeira vez, em outubro de 2019, através do Dossier de imprensa sobre a Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2020, a proposta de variação entre 2019 e 2020 das tarifas de venda a clientes finais para os clientes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (RA).

Destaca-se que as tarifas das RA são integralmente reguladas e aplicadas à totalidade dos consumidores destas regiões o que por si só justifica, conforme o CT tem vindo a referir em anteriores pareceres, o esclarecimento da evolução tarifária prevista para as RA, aquando da emissão pela ERSE, em outubro de cada ano, dos respetivos comunicados de imprensa.

B. Recomendações anteriores do CT

Nos seus pareceres, que emite a solicitação expressa da ERSE, o CT integra um conjunto de sugestões e recomendações a que a ERSE dá o encaminhamento que observa como mais adequado, considerada a sua não vinculação a esses mesmos Pareceres.

Em novembro de 2018, no parecer do CT sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019", as recomendações que nele constavam, e que a seguir se revisitam, foram comentadas pela ERSE em documento específico e obtiveram, ou não, o seguimento que a recomendação sugeria.

[2] Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

O CT constatou assim que a ERSE integrou na sua "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019", as seguintes recomendações do CT:

- Incorporação no documento final das Tarifas para 2019 da renda do ajustamento final dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) na Parcela de Acerto;
- Completamento do documento de "Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2019" com um quadro resumo dos montantes das principais parcelas dos CMEC considerados em tarifas no passado e os montantes a reconhecer até às tarifas de 2027;
- Integração, no capítulo da "Análise da Convergência Tarifária", da apreciação da ERSE sobre o processo da convergência tarifária das RA, objeto de esclarecimento ao CT em tempo útil;
- Alteração da faturação das tarifas de acesso às redes na Iluminação Pública.

O CT constatou também que a ERSE não considerou as seguintes recomendações do CT:

- Registo dos custos com a interruptibilidade nos "Custos de Interesse Económico Geral (CIEG)";
- Alteração das previsões do consumo referido à emissão.

Complementarmente, o CT observa que:

- No que respeita à recomendação do CT para que a transferência dos montantes resultantes das decisões constantes do Orçamento de Estado seja efetuada para os credores do défice tarifário, a ERSE considera tê-la registado, comentando que a medida terá efeito limitado dada a titularização da maioria da dívida tarifária;
- No domínio da recomendação para uma gestão prudencial na atribuição da licença de comercialização, a ERSE referiu partilhar das preocupações do CT e deu conhecimento da realidade existente no espaço europeu;
- A sua concordância com uma gestão integrada de riscos e de garantias no contexto do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e a recomendação da entidade que considera mais adequada a essa gestão, tiveram também acolhimento expresso por parte da ERSE;
- Nos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica, a ERSE informou estar a trabalhar com a ANACOM na procura de uma definição dos montantes a pagar pelos operadores de telecomunicações pela utilização dos apoios das redes aéreas de baixa tensão;
- A necessidade de um enquadramento específico para regular a atividade de distribuição de energia elétrica exclusivamente em baixa tensão é interpretada pela ERSE como tendo de se ajustar ao quadro normativo a preparar para o próximo período regulatório. Este tema é objeto de ponto específico neste parecer.

O CT expressou ainda algumas recomendações em matérias que, sendo do âmbito legislativo, não permitem à ERSE uma intervenção direta e imediata, como sejam o IVA na fatura da eletricidade, a Contribuição Audiovisual (CAV) e os Saldos de Gerência.

O CT efetuou ainda, em pareceres anteriores ao de 2018 e nesse também, um conjunto de recomendações cujo âmbito importa sintetizar para avaliar o seu possível seguimento:

- PPEC - recomendação que o CT considera satisfeita com a "77.ª Consulta Publica - Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia";
- Fraudes e furtos – necessidade de revisão de legislação. Este tema é objeto de ponto específico neste parecer;

- Estrutura das tarifas de acesso – a ERSE concorda com a revisão desta estrutura, embora remeta alguns desenvolvimentos futuros para os resultados do estudo do projeto-piloto de aperfeiçoamento da tarifa de acesso às redes em Muito Alta Tensão, Alta Tensão e Média Tensão (MAT, AT e MT);
- Planos de investimento das RA – passarão a ser apresentados à ERSE em 2020, como resultado da alteração regulamentar do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI) em vigor desde 19 de dezembro de 2017;
- Contadores inteligentes – a ERSE promoveu em 2018 a atualização do estudo sobre custos e benefícios destes equipamentos.

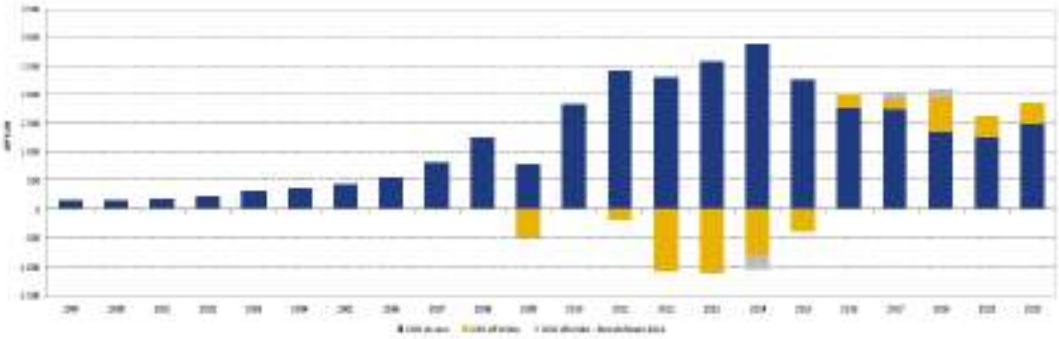
II

ESPECIALIDADE

A. Evolução dos CIEG

1. Os CIEG representam uma componente significativa das tarifas de eletricidade e, por esse motivo, ao longo dos anos, têm merecido a preocupação do CT.
2. Desde 2015 que se tem registado uma trajetória de redução de custos, como se pode verificar na figura abaixo reproduzida.
3. No entanto, o CT regista a inversão desta tendência para o ano de 2020.

Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999



Fonte: Proposta de Tarifas e Preços 2020, ERSE

4. As diferentes componentes que integram os CIEG são as seguintes:

- Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a Produtores em Regime Especial (PRE);
- Mediante fontes de energia renovável e não renovável (cogeração);
- Rendas de concessão pela distribuição em baixa tensão;
- Custos com os terrenos afetos ao domínio público hídrico (amortização e remuneração);
- Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores (RAA);
- Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira (RAM);

- Custos dos CMEC;
- Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do Sistema Elétrico Nacional (SEN);
- Custos inerentes à atividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo Agente Comercial, não recuperados no mercado;
- Custos com a Concessionária da Zona Piloto (Enondas);
- Custos com a Autoridade da Concorrência (AdC);
- Custos com a ERSE;
- Desconto da Tarifa Social.

5. No que respeita à proposta de Tarifas para 2020 verifica-se que a variação dos CIEG entre o ano 2019 e o ano de 2020 representa um aumento de 18,6%. No entanto, ao contabilizar-se o efeito das medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados e o alisamento dos custos da PRE, a variação é de +8%.

Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2020

Unidade: 10³ EUR

	2019	2020	Variação 2019/2020
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	**1 251 687**	**1 484 568**	**18,6%**
Diferencial de custo da PRE	643 978	865 680	34,4%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	-78	-428	448,8%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	284 102	296 690	4,4%
Rendas de concessão da distribuição em BT	262 157	263 622	0,6%
Sobrecusto da RAA e da RAM	125 884	127 881	1,6%
Terrenos das centrais	12 555	12 349	-1,6%
Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN	19 793	14 455	-
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	-
ERSE	6 268	6 268	0,0%
Custos com a concessionária da Zona Piloto	406	429	5,8%
Autoridade da Concorrência	365	365	0,0%
Tarifa social	-103 743	-102 744	-1,0%
Alisamento do diferencial de custo da PRE	371 966	376 255	1,2%
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano	**1 623 653**	**1 860 821**	**14,6%**
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	134 059	134 020	0,0%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	99 484	99 414	-0,1%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	34 575	34 606	0,1%
Medidas de sustentabilidade de mercados	30 984	-68 861	-322,3%
Diferencial extinção TVCF	-8 327	-4 070	-
Sobreproveito	-1 956	-2 108	7,7%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	**154 759**	**58 982**	**-61,9%**
Total CIEG e Sustentabilidade	1 778 412	1 919 803	8,0%

Nota: A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para 2020

6. O CT regista que a referida inversão da trajetória dos CIEG resulta de uma significativa das medidas de sustentabilidade do SEN, que em 2019 tiveram maior impacto na redução do valor do diferencial de custo da PRE.

7. No que respeita às medidas de sustentabilidade do SEN, contempladas nas Tarifas para 2019, destaca-se a inclusão de um valor de 140M€ respeitante à devolução pelos produtores que beneficiaram cumulativamente de apoios ao desenvolvimento de energias renováveis (ao abrigo da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro, revogada pela Portaria n.º 69/2017, de 16 de fevereiro), e ainda a transferência de um montante de 189M€ do Fundo da Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE) e de receitas adicionais do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), de acordo com o respetivo despacho governamental.

8. Tendo em conta a importância que os CIEG representam na formação das tarifas, o CT reitera que deve ser assumida uma política sustentada e estável com vista à progressiva redução daqueles custos.

A.1. Diferencial do custo da PRE

1. O diferencial de custo da PRE com remuneração garantida resulta da diferença entre o custo de aquisição desta energia, por parte do Comercializador de Último Recurso (CUR), e a receita da sua venda no mercado organizado. Este diferencial é recuperado na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), aplicável a todos os consumidores, independentemente do seu fornecedor.

2. A figura seguinte apresenta a evolução do valor real do diferencial do ano de custo da PRE no período de 2007 a 2018, sendo que, no que diz respeito aos anos de 2019 e 2020, os valores apresentados se referem a estimativas da ERSE.

3. O CT destaca a tendência decrescente do valor do diferencial do custo da PRE e realça a expectativa da ERSE, que refere que "a partir de 2020 estima-se que o custo total de aquisição da PRE tenha uma tendência de descida, motivado pelo fim do regime bonificado para alguns produtores, que se deverá acentuar ao longo dos anos seguintes".

4. É de notar que o diferencial de custos com a PRE, para além do custo do próprio ano, incorpora:

- Ajustamentos definitivos do ano t-2 e os provisórios do ano t-1;
- Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor, incluindo o mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;

- Diferimento do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, determinado pela aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no art.º 73-A. º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.

5. Na figura seguinte pode observar-se a variação do valor do diferencial de custo da PRE considerado nas tarifas de 2019 e 2020, rúbrica integrada nos CIEG.

6. O CT constata que, apesar do montante total apresentar um acréscimo de 22%, o diferencial do ano sofre uma redução de 4,3%. Com efeito, a evolução do valor total do diferencial está influenciada pela redução do benefício das medidas de sustentabilidade do SEN, em cerca de 45%. Esta redução deveu-se essencialmente a montantes extraordinários considerados nas tarifas de 2019, nomeadamente no que diz respeito à Contribuição Extraordinário do Setor Elétrico (CESE) e à estimativa da sobrecompensação dos PRE.

7. O CT destaca, ainda, a realização, em julho, do leilão para atribuição de reserva de capacidade de injeção na rede para energia solar fotovoltaica, do qual resultou um preço de aquisição significativamente abaixo do preço de mercado. O CT reconhece o mérito deste leilão, tendo a expetativa de que contribua para a referida tendência de redução do diferencial de custo da PRE nos próximos anos.

A.2. Custos dos CMEC

1. Os CMEC assentam designadamente no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, e Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro, estabelecendo que a cessação de cada Contrato de Aquisição de Energia (CAE) confere aos seus contraentes, Concessionária da Rede de Transporte (REN) ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respetiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária.

2. Esta compensação visa garantir a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE cessados que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado. Cabe à ERSE publicar o valor da parcela fixa dos CMEC e assegurar que este montante seja repercutido na faturação da tarifa UGS por todas as entidades da cadeia de faturação do setor elétrico.

3. A Lei do Orçamento de Estado para 2017 determinou que fosse efetuado pela ERSE um estudo sobre o apuramento do valor do ajustamento final dos CMEC. O estudo da ERSE apurou um valor de ajustamento final dos CMEC de cerca de 154 milhões de euros a pagar ao produtor durante os próximos 10 anos, a que acresce a parcela fixa anual de 67,5 milhões de euros. Os valores foram homologados por Despacho do Secretário de Estado da Energia de 23 de abril de 2018.

4. Por outro lado, no processo de fixação de tarifas a partir de 2019, a ERSE contempla o Despacho do Secretário de Estado da Energia de 29 de agosto de 2018 [3], onde se declarou a "*nulidade dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC e, consequentemente, dos respetivos atos homologatórios, na parte, e apenas na parte, em que ponderou aspeto inovatório, aí identificado, relativo ao fator referente à disponibilidade das centrais em causa, nulidade que, para evitar interpretações díspares, e com os fundamentos então explanados, expressamente se declara.*"

5. O montante apurado referente a CMEC a devolver aos consumidores no que respeita à remuneração dependente dos coeficientes de disponibilidade das centrais em causa foi fixado no valor de 285 milhões de euros, devolução a ser efetuada anualmente por via tarifária com uma garantia de neutralidade financeira através das parcelas de acertos e de alisamentos.

6. O CT constata que a ERSE continua a estrita aplicação do despacho mencionado nesta proposta de tarifas para o ano de 2020, abatendo 86,480 milhões de euros a título de devolução. O valor final apurado de 428 milhares de euros, a devolver aos consumidores, reflete, nesse contexto, os desvios de faturação de CMEC ocorridos no passado.

Quadro 4-42 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2020

Unid: 10³ Euros

	Ano 2020
Parcela fixa	
Renda anual - valor inicial	67 532
Desvios faturação	-91
Parcela de Acerto	
Devolução de valores do passado	-86 480
Renda anual - ajustamento final	18 948
Desvios faturação	-71
Parcela de alisamento	
Desvios de faturação	-266
Total	**-428**

Fonte: ERSE, "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020"

7. Nesta proposta de tarifas, e na sequência do solicitado pelo CT no seu parecer do ano passado, a ERSE apresenta um mapa resumo dos montantes das principais parcelas dos CMEC previstos reconhecer até às tarifas de 2027.

Montantes referentes aos CMEC previstos repercutir em tarifas

	Valores previstos					
	T2020	T2021	T2022	T2023	...	T2027
Parcela fixa - renda valor inicial CMEC	67,5	67,5	67,5	67,5	...	67,5
Parcela de acerto - Devolução de valores do passado	-86,5	-86,5	-21,9		...	
Parcela de acerto - renda ajustamento final CMEC	18,9	18,9	18,9	18,9	...	18,9
Parcela de alisamento - revisibilidade prevista t-1					...	
Total	0,0	0,0	64,6	86,3	...	86,3

Fonte: ERSE, "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020"

8. O CT destaca a retoma dos CMEC, como custo do sistema que impacta as tarifas, a partir de 2022, após o fim do período de devolução "neutral", determinado na sequência do Despacho do Secretário de Estado de Energia, mencionado no ponto 3.

[3] Como resulta do Despacho de 4 de outubro de 2018, por integração da Informação n.º 111/DSPEE/2018 da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG).

9. Nesse sentido, o CT aprecia esta perspetiva quantitativa, até ao seu término, desta rubrica importante dos CIEG, contribuindo, assim, para um melhor esclarecimento e expectativa.

10. Como nota complementar, o CT manifesta surpresa por não encontrar, na presente proposta, qualquer referência à parcela de acerto da revisibilidade anual do ano de 2017. Efetivamente, foi considerada com valor nulo na fixação de tarifas para o ano de 2019 tendo a ERSE referido, na sua resposta aos comentários do CT em dezembro de 2018 "não foi considerado qualquer montante, uma vez que não ocorreu à data a devida homologação por parte do membro do Governo responsável pela energia".

11. Por forma a não penderem riscos adicionais nas tarifas por valores, ou encargos, determinados posteriormente por falta de atempada homologação, o CT recomenda à ERSE que procure fechar definitivamente esta questão da revisibilidade de 2017.

A.3. Diferencial do custo dos CAE

a) Atualmente são detentores de CAE a central térmica a carvão do Pego, detida pela Tejo Energia e a central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro, detida pela Turbogás.

b) O diferencial do custo dos CAE, recuperado através da tarifa de UGS, resulta da soma das seguintes parcelas:

- Diferença entre o custo contratual no âmbito dos CAE e o proveito da venda em mercado da energia e serviços de sistema fornecidos pelas respetivas centrais;
- Proveitos associados aos incentivos económicos à gestão otimizada dos centros electroprodutores detentores de CAE não cessados, definidos pela ERSE nos termos da Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro;
- O ajustamento definitivo do ano t-2 e o ajustamento provisório do ano t-1.

c) O incentivo comporta duas vertentes: (i) o incentivo associado à margem operacional libertado com a gestão dos CAE não cessados, em função dos respetivos custos variáveis de produção (I_{CAE}); e (ii) um prémio para a participação nos diferentes referenciais de mercado, que é função da modulação realizada com as centrais (P_{AM}). Os custos de funcionamento da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) do Agente Comercial são incorporados no incentivo I_{CAE} no momento do ajustamento definitivo dos proveitos.

d) O Quadro 4-1 apresenta os valores do diferencial de custo com os CAE previsto pela ERSE para 2020, do sobrecusto estimado para 2019, bem como do verificado em 2018.

Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2020

		2018 Verificado (1)	2019 Tarifas 2020 (2)	2020 Tarifas (3)	[(3)-(1)]/(1) %	[(3)-(2)]/(2) %
[(10)+(9)+(8)+(7)+(6)]	Total	212 877	248 757	200 506	-5,8%	-19,4%

Fonte: ERSE, "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020", p. 49

e) De acordo com as estimativas da ERSE, o diferencial de custos com os CAE em tarifas 2020 terá uma redução de 5,8% relativamente ao ocorrido em 2018 e de 19,4% relativamente à estimativa atual para 2019.

f) O acréscimo do montante a recuperar com desvios de anos anteriores, com uma variação de 8,8% relativamente ao considerado em tarifas 2019, contribui para a variação de 4,4% desta componente dos CIEG, conforme se pode constatar pela análise do quadro seguinte:

Quadro 4-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica

	Tarifas 2019	Tarifas 2020
Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	195 098	260 508
Custos com aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	621 664	660 136
Outros custos, designadamente, custos com tarifa de IRT e custos com aquisição de energia elétrica aos produtores sem CAE	5 445	7 564
Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	432 341	387 214
Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	1 740	1 215
Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valor líquido)	1 715	1 187
Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	38	27
Valor líquido do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e comparticipações	27	14
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	5,17%	4,80%
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	-25 410	-63 584
Ajustamento do ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-1		
Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-61 855	-41 365
Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a rede	294 102	290 666

Fonte: ERSE, "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020", p. 52

A.4. Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

1. O peso dos CIEG incluídos na formação das Tarifas de Acesso de Redes (TAR) mantém-se uma preocupação agravada do CT, uma vez que, consoante o nível de tensão, o seu peso no valor das mesmas oscila entre 59% e 75%, conforme indicado no quadro seguinte:

Quadro 4-31 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% CIEG / Tarifa de Acesso
MAT	75%
AT	68%
MT	62%
BTE	62%
BTN > 20,7 kVA	59%
BTN ≤ 20,7 kVA	65%

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para 2020

2. No quadro que se segue apresenta-se a repartição de cada um dos CIEG pelos diferentes níveis de tensão e tipo de fornecimento, decorrente da aplicação da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, para determinação das tarifas de 2020 e a repartição em vigor para tarifas de 2019:

Quadro 3-5 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

Unidade: M€	MAT	AT	MT	BTE	BTN> 20,7 kVA	BTN≤ 20,7 kVA	TOTAL
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,0	0,0	3,3	4,0	8,7	800,7	817,6
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	14,2	40,0	97,8	24,6	18,9	228,8	424,4
Sobrecusto dos CAE	12,5	46,0	183,0	60,6	30,3	-36,5	296,7
CMEC	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,3	-0,4
Garantia de potência	0,7	2,2	4,8	1,1	0,6	5,1	14,5
Sobrecusto RAs	8,8	35,0	139,0	46,0	19,7	-121,2	127,9
Estabilidade (DL 165/2008)	6,9	20,6	34,2	9,8	5,5	47,0	134,0
Ajust. de aquisição de energia	-3,5	-10,6	-22,7	-5,0	-2,8	-24,1	-68,9
Diferencial extinção TVCF	-0,2	-0,6	-1,3	-0,3	-0,2	-1,4	-4,1
Sobreproveito	-0,1	-0,3	-0,7	-0,2	-0,1	-0,7	-2,1
Terrenos	0,6	1,9	4,1	0,9	0,5	4,2	12,3
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	39,9	135,7	451,4	142,3	81,1	901,5	1751,9

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para 2020

Quadro 3-5 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

Unid: M€	MAT	AT	MT	BTE	BTN> 20,7 kVA	BTN≤ 20,7 kVA	TOTAL
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,0	0,0	2,7	4,0	7,4	537,9	**552,2**
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	15,2	45,6	111,0	28,0	21,4	242,7	**463,8**
Sobrecusto dos CAE	6,5	29,0	135,8	50,4	24,5	37,9	**284,1**
CMEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	**-0,1**
Garantia de potência	0,9	3,0	6,5	1,5	0,9	6,9	**19,8**
Sobrecusto RAs	3,8	20,2	95,7	35,9	14,7	-44,3	**125,9**
Estabilidade (DL 165/2008)	6,4	20,6	44,2	9,9	6,0	47,0	**134,1**
Ajust. de aquisição de energia	1,5	4,8	10,2	2,3	1,4	10,9	**31,0**
Diferencial extinção TVCF	-0,4	-1,3	-2,7	-0,6	-0,4	-2,9	**-8,3**
Sobreproveito	-0,1	-0,3	-0,6	-0,1	-0,1	-0,7	**-2,0**
Terrenos	0,6	1,9	4,1	0,9	0,6	4,4	**12,6**
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**0,0**
TOTAL	**34,4**	**123,5**	**406,9**	**132,1**	**76,3**	**839,7**	**1 613,0**

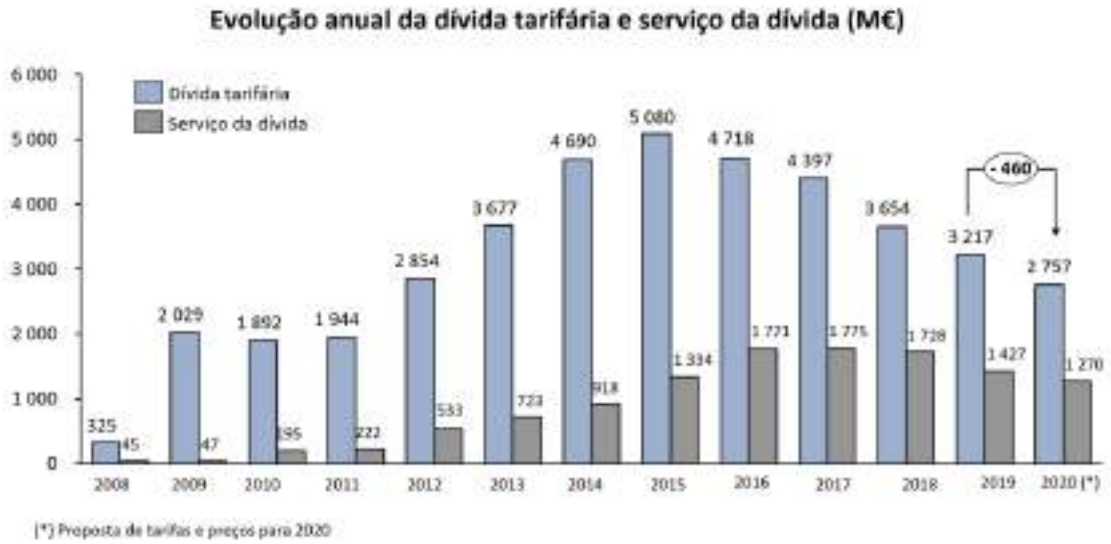
Fonte: ERSE, Tarifas e Preços para 2019, dezembro/2018

I. Dívida Tarifária e Serviço da Dívida

1. Resultante da legislação em vigor, nomeadamente os diferimentos dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho e Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto) bem como o défice gerado em 2009 (Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto), a constituição de dívida tarifária tem evitado a existência de variações acentuadas nos valores das tarifas.

2. O diferimento da recuperação dos proveitos não incluídos nas tarifas do próprio ano constitui o chamado *"serviço da dívida tarifária"* (juros e amortização) e representa uma das maiores parcelas dos montantes a recuperar pela tarifa UGS, pelo que importa monitorizar e ajustar a sua evolução.

3. Tendo por base a documentação que suporta a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE, torna-se possível ilustrar, entre 2008 e 2020, quer a evolução da dívida tarifária (o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente), quer a evolução do serviço da dívida (juros e amortização).



Fonte: ERSE

4. A proposta de tarifas e preços para 2020 consolida o movimento de redução do volume de dívida tarifária iniciado em 2016, propondo uma diminuição do mesmo em cerca de 460M€, correspondendo a uma redução de cerca de 14%.

5. O CT suporta a opção da ERSE em procurar reforçar a garantia da sustentabilidade do sistema através de uma ponderação equilibrada entre a variação das TAR e uma redução do volume da dívida tarifária do setor elétrico.

II. Fontes de financiamento do SEN/medidas mitigadoras

1. O processo anual de fixação de tarifas pela ERSE para o ano seguinte, deve permitir a recuperação dos custos das atividades reguladas, assumindo a forma de proveitos permitidos, incluindo os ajustamentos, diretamente determinados pelas metodologias regulatórias.

2. As previsões em que assentam os proveitos permitidos, têm subjacentes as projeções efetuadas para a evolução do contexto económico e financeiro das atividades reguladas para 2020, bem como as previsões efetuadas pelas empresas reguladas e ainda os parâmetros definidos para o período regulatório 2018-2020.

3. As atividades reguladas incorporam nos proveitos permitidos os custos diretos do seu exercício decorrentes do custo com capital definido pelo regulador e dos custos operacionais permitidos. Além destes custos diretos associados às atividades exercidas e por isso objeto de decisão regulatória, existem outros custos que são incorporados nas tarifas por via legal, decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, os designados CIEG.

4. Ao total dos custos referidos no ponto anterior são deduzidos os montantes de medidas mitigadoras igualmente estabelecidas legalmente.

5. O CT constata que para as tarifas de 2020 a ERSE considerou medidas mitigadoras num total de cerca de 310M€, como se discrimina:

Unid: milhares de euros

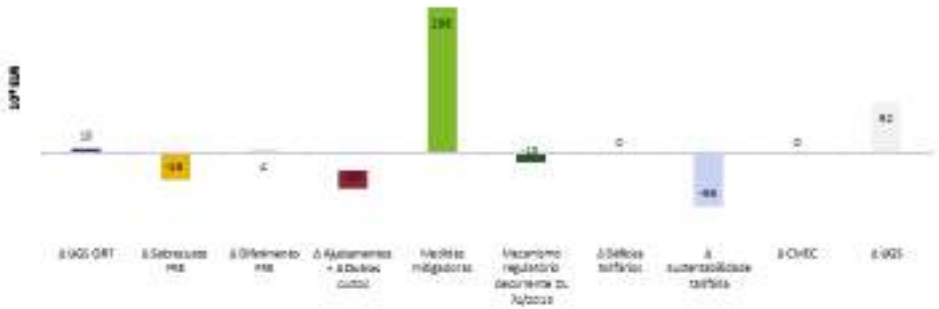
Medida	Valor previsto		Notas
	T2019	T2020	
Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013	-41 000	56 192	Aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013
Total das medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE, discriminadas em baixo (1)+(2)+(3)+(4)+(5)+(6)	519 777	253 769	Ver abaixo:
(1) Receitas da venda das licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN	155 552	149 587	Aplicação do DL 38/2015, de 15 de março, e Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro
(2) Pagamento dos produtores eólicos ao SEN como contrapartida de adesão a regimes remuneratórios alternativos para um período adicional além do inicial	27 416	27 587	Aplicação do DL n.º 35/2018, de 18 de fevereiro
(3) Transferência do FSSSE relativa à CESE (e de receitas adicionais no âmbito do CELE) com dedução na PRE enquadrada pelo DL 90/2006, de 24 de maio	188 000	31 966	T2019 – aplicação do Despacho Conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e Assuntos Fiscais. T2020 – os valores correspondem apenas a previsões da empresa para a transferência da CESE
(4) Consignação ao SEN de 50% receita gerada pela tributação do carvão em sede de ISP e da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO2	-	30 896	Aplicação Portaria n.º 8-A/2018, de 4 de janeiro
(5) Receita das vendas de Garantias de Origem que reverte para o SEN	-	13 834	Aplicação da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro – OE 2019
(6) Montante a devolver pelos produtores que beneficiaram cumulativamente dos apoios às energias renováveis	140 000	0	Aplicação da Portaria n.º 288-B/2018, de 15 de outubro

Fonte: ERSE

6. No que respeita ao mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, constata-se um aumento de cerca de 15 M€ face a 2019[4].

7. A figura seguinte desagrega a variação da UGS de 2019 para 2020, pelas suas diferentes parcelas:

Figura 3-18 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS



Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para 2020

8. Atento o impacte *ex-ante* e *ex-post* das medidas mitigadoras na formação das tarifas, o CT reitera a importância da sua definição prévia pelos responsáveis e efetiva transferência financeira para o SEN.

[4] Não obstante, estes valores em base previsional são objeto de ajustamento para valores reais com a consumação dos respetivos estudos referentes aos anos de 2019 e de 2020, nos termos do que estabelece a Portaria n.º 282/2019.

III. Estrutura Tarifária do Setor Elétrico

D.1. Aditividade Tarifária

a. A definição da estrutura tarifária é um dos aspetos mais importantes na definição de tarifas, dado transmitir sinais eficientes aos consumidores finais de energia elétrica e aos utilizadores das redes.

b. O princípio da aditividade tarifária é baseado na definição de tarifas transitórias de venda a clientes finais com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por atividade aplicáveis, em cada nível de tensão e opção tarifária, aos clientes do CUR, nomeadamente:

   i. tarifa de Energia;

   ii. tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC);

   iii. tarifa de Uso Global do Sistema;

   iv. tarifa de Uso da Rede de Transporte;

   v. tarifas de Uso da Rede de Distribuição;

   vi. tarifa de Comercialização.

c. A convergência para as tarifas aditivas, segundo a ERSE, "*tem sido implementada de forma gradual, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução das tarifas, evitando-se impactes tarifários significativos por cliente*". Este processo depende, por um lado, da variação da tarifa de acesso, que é afetada pelos efeitos da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro e, por outro lado, do mecanismo de limitação dos acréscimos por termo tarifário.

d. A Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, define os critérios de imputação das rubricas de custos dos CIEG a determinadas variáveis de faturação, condicionando o processo de convergência para as tarifas aditivas. A ERSE, ao abrigo do n.º 9 do art.º 4.º e pelo n.º 10 do art.º 5.º, ambos da Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, pode determinar estes parâmetros de imputação dos CIEG, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique os despachos relativos aos parâmetros, situação verificada nos últimos quatro anos.

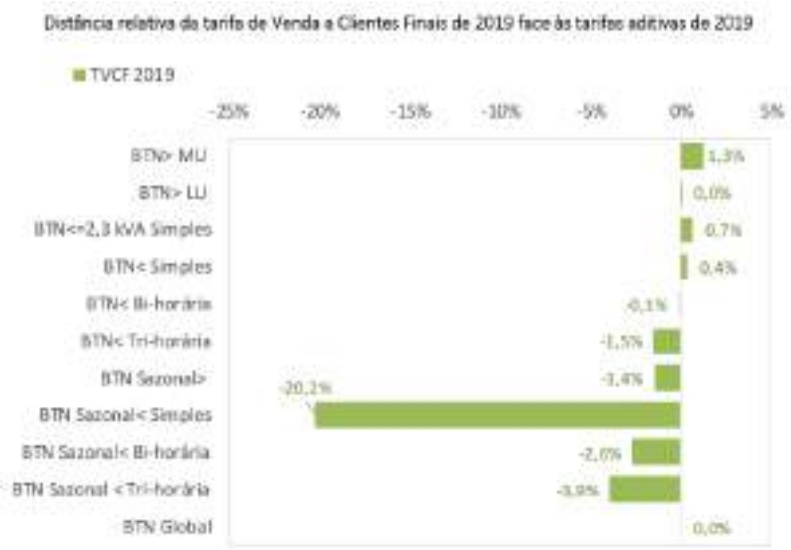
e. No âmbito do mecanismo de limitação dos acréscimos tarifários, a ERSE definiu para a BTN no continente em 2020, um limite à variação máxima por termo tarifário de 1,2%, correspondente à taxa de inflação dos preços no consumidor prevista para este ano.

f. Constata-se no gráfico seguinte que as variações médias das diferentes opções das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF) de Baixa Tensão Normal (BTN) em 2020 são inferiores à variação máxima referida no ponto anterior. Verifica-se ainda que, para a globalidade dos consumos em BTN no mercado regulado, a variação tarifária das TTVCF é igual, em termos médios, à variação tarifária que teria sido obtida caso se aplicassem diretamente as tarifas aditivas.

Figura 4-1 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da tarifa transitória em BTN

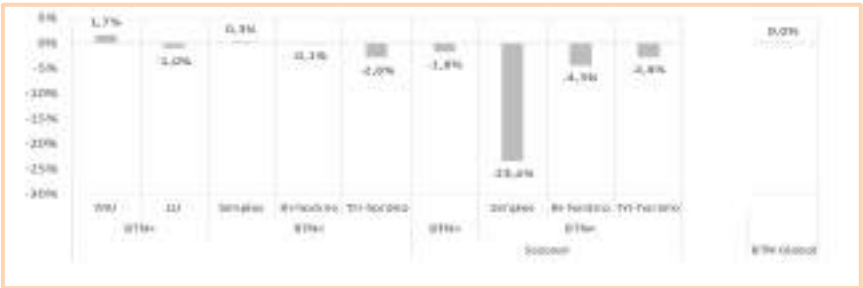
Fonte: ERSE

g. A aditividade plena por opção e termo tarifário não foi ainda atingida. O CT reconhece que nas opções tarifárias de BTN Simples e de BTN Sazonal < Tri-horária se verificou uma aproximação à aditividade total mas, nas restantes opções, verificou-se um agravamento da distorção, como se pode observar nos gráficos seguintes.



Fonte: ERSE

Distância relativa da tarifa de Venda a Clientes Finais de 2020 face às tarifas aditivas de 2020



Fonte: ERSE

h. Neste contexto, o CT recomenda que a ERSE proceda aos ajustamentos necessários para minimizar o agravamento destas distorções na preparação das tarifas finais.

D.2. Convergência tarifária das RA

1. O CT regista o facto de a ERSE ter respondido positivamente ao seu parecer[5] de novembro de 2018, no que respeita à explanação da convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, tendo incorporado esta alteração ainda no decorrer de 2018, na publicação de "Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2019" no subcapítulo 7.7 "Análise da Convergência Tarifária", informação essa que se mantem na proposta para 2020.

2. Considera assim o CT que a informação disponibilizada é relevante para a compreensão das variações tarifárias das Regiões, cujas tarifas são totalmente reguladas.

[5] "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2019".

E. Tarifas

E.1. Tarifas de Acesso às Redes (TAR)

1. A proposta de tarifas e preços para 2020 apresenta um aumento de 1,1%, nas TAR para todos os níveis de tensão, conforme indicado no quadro seguinte.

Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2020

	MAT	AT	MT	BTE	BTN
Tarifas de Acesso às Redes	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para 2020

2. O aumento médio das TAR de 1,1% proposto pela ERSE para 2020, para todos os níveis de tensão, resulta de ajustamentos ao nível das componentes de energia, potência em ponta e potência contratada (que se indicam para cada nível de tensão no quadro que se segue), o que motiva que o aumento efetivo para cada consumidor dependa do seu perfil de consumo e, por isso, tenha alguma variabilidade em torno do aumento médio indicado.

Comparação (%) 2020/2019

Nível de Tensão	Energia				Potência em Ponta	Potência Contratada
	P	CH	V	SV		
MAT	+9,6%	+2,3%	-2,2%	-2,2%	-6,0%	+2,7%
AT	+10,6%	+0,8%	+1,4%	+1,5%	-7,6%	+2,9%
MT	+13,0%	+4,7%	+2,1%	+2,9%	-11,6%	-4,3%
BTE	+13,5%	+3,2%	-2,8%	-3,1%	-7,3%	+0,9%
BTN -S	+1,0%					+0,9%
BTN-Bi	+2,7%		-5,7%			
BTN-Tri <=20.7	+1,2%	+3,7%	-5,7%			
BTN-Tri > 20.7	-6,1%	+4,9%	+26,8%			

Cálculos efetuados sobre os valores da ERSE em €/kW/dia constantes da proposta em análise e valores em vigor em 2019

3. Por outro lado, a aplicação da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos CIEG na tarifa de UGS, contribui também para as variações tarifárias no acesso às redes referidas no ponto 2.
4. A variação das TAR depende das variações observadas, nas tarifas do OLMC, de uso das redes de transporte e distribuição, e da tarifa UGS.
5. O CT regista ainda que após a redução das tarifas de acesso em 2018 e 2019, se verifica novamente um aumento em 2020 conforme se pode observar da análise da figura seguinte:

Figura 0-4 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para 2020

6. No quadro seguinte, elaborado a partir dos Documentos de tarifas e preços para 2016, 2017, 2018, 2019 e 2020 (proposta), é possível verificar que as variações observadas nas TAR nos últimos 5 anos foram fundamentalmente condicionadas pelas variações na tarifa UGS, onde são recuperados os CIEG.

	2016	2017	2018	2019	2020
Acesso às redes	6,2%	4,7%	-4,4%	-14,3%	1,1%
Uso das Redes	2,3%[6]	3,9%[7]	-11,7%	-4,6%	-5,1%
Uso Global do Sistema	9,2%	5,2%	0,7%	-20,2%	5,5%

7. O aumento médio de 1,1% resulta assim de um aumento da tarifa UGS de 5,5%, predominantemente devido aos CIEG, e de uma redução de 5,1% das tarifas de uso das redes.

8. O CT constata que a diminuição da UGS em 20,2%, em 2019, resultou essencialmente da aplicação de medidas mitigadoras pontuais não estruturais, que por não se repetirem na proposta de tarifas de 2020, explicam, em parte, o aumento da UGS em 5,5%, neste ano.

9. Finalmente, considera o CT importante o retomar da trajetória de diminuição da tarifa UGS, em particular na sua componente de CIEG, contribuindo deste modo para TAR tendencialmente mais baixas.

E.2. Tarifa de energia (Previsões para o Custo Médio de Aquisição do CUR para Fornecimento dos Clientes)

1. A atual proposta tarifária incorpora uma previsão do custo médio de aquisição do CUR para 2020 de 61.66 €/MWh[8]. Segundo a ERSE, na definição deste valor foram considerados os resultados do leilão de aprovisionamento do CUR realizado a 26 de setembro de 2019, bem como informação recente sobre a cotação dos contratos futuros negociados na plataforma do OMIP para entregas em 2020. A isto acresce uma estimativa dos custos com o acerto ao preço do mercado diário devido ao perfil de compra do CUR e dos custos decorrentes da sua participação em mercados organizados.

[6] Percentagens calculadas com base nas Tarifas e Preços que vigoraram em 2016.

[7] Percentagens calculadas com base nas Tarifas e Preços que vigoraram em 2017.

[8] Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 2-5.

2. A propósito do leilão de aprovisionamento do CUR, o CT assinala que a par da proposta de tarifas e preços para 2019, a ERSE submeteu a consulta pública uma revisão extraordinária do RT, que resultou na aprovação de um mecanismo regulado de contratação a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes no mercado regulado, assente num modelo de leilões de compra de energia. Esta decisão acolhe as recomendações expressas por este Conselho nos seus pareceres sobre a "*Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico*" (68.ª Consulta Pública) e "*Mecanismo de contratação a prazo de energia elétrica para satisfação dos consumos dos clientes do CUR*" (73.ª Consulta Pública).

3. Tendo em conta a necessidade de melhorar a estimativa do custo da energia incluído nas TTVCF e de reduzir os valores dos desvios associados ao erro de previsão do custo médio de aquisição do CUR observados nos anos anteriores, o CT regista positivamente a operacionalização do mecanismo de leilões de compra de energia previamente à proposta tarifária para 2020, com a colocação de 18,6%[9] das necessidades previsionais de energia para fornecimento da carteira de clientes do CUR para o próximo ano.

4. Com efeito, o CT reconhece que esta estratégia de aprovisionamento antecipado no mercado de futuros tem a vantagem de dar previsibilidade e estabilidade à tarifa de energia, ao assegurar que uma proporção dos custos com a aquisição de energia elétrica é conhecida aquando da definição das tarifas para o ano seguinte, minimizando os respetivos desvios.

E.3. Tarifas da Mobilidade Elétrica

1. O CT constata que serão publicadas para 2020, além das Tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica, as Tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME) e as Tarifas de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA e RAM. Tal resulta, no geral, do Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME)[10].

2. O CT reitera a importância de se iniciar, com a maior celeridade, a cobrança das tarifas referentes a carregamento de veículos elétricos junto dos seus utilizadores, independentemente do tipo de carregamento, cumprindo-se, assim, o princípio do utilizador-pagador. O CT constata que tal ainda não acontece para os postos de carregamento normal.

E.3.1 Tarifas da EGME

1. As tarifas da EGME são aplicáveis aos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME), aos operadores de pontos de carregamento (OPC) e aos detentores de pontos de carregamento de acesso privativo (DPC).

2. As tarifas da EGME são compostas por um termo tarifário fixo, em euros por dia, e por um termo tarifário dependente do número de carregamentos, em euros por carregamento, e devem proporcionar o montante de proveitos permitidos da atividade de Gestão de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica, feita pela EGME, quando aplicadas às quantidades previstas.

3. O estabelecimento dos proveitos permitidos referidos no ponto anterior carece do envio à ERSE, por parte da EGME, da informação para efeitos de cálculo das tarifas. Como este envio não foi feito, e de acordo com o art.º 104.º do RME, a ERSE publicou o valor de zero euros, para 2020, para as Tarifas da EGME.

[9] Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico", ponto 5.3.2, p. 291.

[10] Regulamento n.º 464/2011, de 3 de agosto, alterado pelo Regulamento ERSE n.º 7/2019, de 11 de outubro.

4. O CT releva este facto, por considerar que o mesmo não é adequado à necessária e desejada previsibilidade e estabilidade do mercado da mobilidade elétrica, sobretudo atento o importante desenvolvimento que este mercado tem tido.

E.3.2. Tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica (TAR Mobilidade Elétrica)

1. O CT constata a descida generalizada proposta para as TAR Mobilidade Elétrica, face ao que foi aplicado em 2019, nos termos diretamente comparáveis.
2. Decorrente das alterações recentemente introduzidas ao RME, são ainda propostas TAR Mobilidade Elétrica diferenciadas por nível de tensão, em baixa tensão, decorrentes da Tarifa de Acesso às Redes em BTN, e em média tensão, decorrentes da Tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.
3. Tal permite uma aplicação mais justa e coerente das TAR Mobilidade Elétrica, facto que o CT regista.
4. Mantém-se, ainda, a composição das TAR Mobilidade Elétrica por preços de energia ativa discriminados por período horário, convertidos para o efeito os preços de potência das TAR em BTN e da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, o que o CT considera adequado nos termos do RME em vigor.
5. Considera o CT que os pontos acima referidos constituem, entre outros passíveis de serem enumerados, um estímulo à mobilidade elétrica, com todas as vantagens que comporta. Não obstante, o CT assinala a recomendação que expressou no seu parecer de 16 de setembro de 2019.

E.4. Tarifa Social

1. A tarifa social de fornecimento de eletricidade, criada pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelos Decretos-lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, n.º 172/2014, de 14 de novembro e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, constitui uma medida de proteção dos consumidores domésticos que se encontrem em situação de carência económica, garantindo o acesso a este serviço público essencial pelos consumidores economicamente vulneráveis.
2. A tarifa social consiste num desconto na TAR em BTN, o que permite a sua aplicação a todos os clientes em Portugal, independentemente de estarem em regime de mercado regulado ou de mercado livre, e que é fixado anualmente por Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.
3. Para o ano de 2020, o Despacho n.º 8900/2019, de 7 de outubro, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia, aprovou o desconto a aplicar às TAR a partir de 1 de janeiro de 2020, correspondendo a um desconto de 33,8 % sobre as TTVCF, excluído o IVA, demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis.
4. A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, veio no seu art.º 121.º redesenhar os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia com vista à definição de um modelo único e automático e ao alargamento do atual número de beneficiários efetivos, sem diminuição do valor do desconto a praticar face aos descontos sociais em vigor até àquela data.
5. Conforme apresentado na Figura 2-8, cerca de 801.000 mil clientes beneficiavam de tarifa social de eletricidade no final do 2.º trimestre de 2019, representando um ligeiro acréscimo em relação ao trimestre homólogo de 2018, e em relação ao trimestre anterior. Para o ano 2020 prevê-se que cerca de 805.000 mil clientes beneficiarão de tarifa social de eletricidade.

Figura 2-8 – Número de famílias beneficiárias da tarifa social

Nota: Valor para o ano 2020 é provisório.

Fonte: ERSE, Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2020, p. 10

6. O crescimento acentuado do número de famílias beneficiárias durante o terceiro trimestre de 2016 deveu-se às suprarreferidas mudanças no processo de atribuição da tarifa social, o qual passou a ter um caráter automático desde 1 de julho de 2016, sem exigir uma solicitação prévia do consumidor e centralizado na Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).

7. Por seu turno, da análise do Quadro 4-43 que apresenta a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2020 desagregado entre Continente e Regiões Autónomas e para o correspondente valor do desconto que será suportado pelos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor, e por comparação com o previsto pela ERSE no documento que fixa as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019, conforme quadro 4-41, verifica-se que:

   - no Continente prevê-se um decréscimo de 15.227 beneficiários em 2020 face ao registado em 2019;
   - na RA Açores prevê-se um decréscimo de 1.732 beneficiários;
   - na RA Madeira prevê-se um acréscimo de 780 beneficiários.

Quadro 4-43 - Clientes tarifa social e valor global do desconto

	Nº clientes beneficiários tarifa social	Desconto a suportar pelos Produtores (Mil €)
Portugal continental	762 822	102 744
RA Açores	19 167	2 885
RA Madeira	23 141	3 430

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para 2020, p. 151

Quadro 4-41 - Clientes tarifa social e valor global do desconto em 2019

	Nº clientes beneficiários tarifa social	Desconto a suportar pelos Produtores (Mil €)
Portugal continental	778 049	103 743
RA Açores	20 889	2 955
RA Madeira	22 361	2 991

Fonte: ERSE, Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019, p. 149

8. Tendo em conta a evolução do número de beneficiários da tarifa social, o CT considera importante que se proceda a uma aprofundada avaliação da implementação da tarifa social em todo o território nacional, que nomeadamente apresente os fundamentos para esta evolução e assegure a revisitação dos critérios de elegibilidade à luz dos objetivos subjacentes à atribuição da tarifa social.

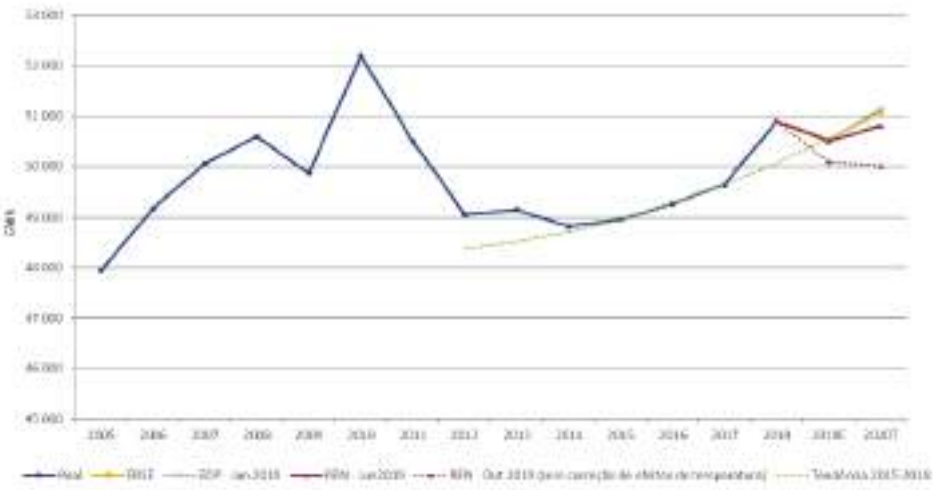
F. Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2020

1. A ERSE estima para 2019 um consumo referido à emissão cerca de 0,7% inferior ao verificado em 2018. Este consumo encontra-se alinhado com a estimativa da EDP-D (junho 2019, -0,7%) e da REN (junho 2019, -0,9%).

2. O CT reconhece que todas as estimativas refletem uma redução da taxa de crescimento o que se considera consistente. Ainda assim, o CT recomenda que para a fixação final das tarifas, seja considerada uma previsão da procura para 2020 que reflita a informação mais recente designadamente o consumo registado até novembro de 2019.

3. O CT recomenda ainda que na informação gráfica apresentada, as referências à variação do consumo sejam coerentes. Os modelos de previsão devem refletir naturalmente a informação mais recente, com projeções corrigidas dos efeitos de temperatura. Assim, o gráfico da figura 2-2 da Proposta Tarifária deve ser ajustado em conformidade no documento das tarifas para 2020:

Figura 2-2 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental



Fonte: ERSE, "Caracterização da procura de energia elétrica em 2020", out 2019

G. Processo de extinção das TTVCF

1. O processo de extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, no continente, a clientes com consumos em MAT, AT, MT e Baixa Tensão Especial (BTE) foi regulado pelo Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, que definiu a extinção das tarifas reguladas a 1 de janeiro de 2011 e criou um regime transitório de vigência das tarifas de venda a clientes finais.

2. O prazo de vigência do regime transitório foi sendo sucessivamente alargado. Foi o Decreto-Lei n.º 13/2014, de 22 de janeiro, que procedeu à extinção do regime transitório para os clientes com consumos em MAT e alterou a forma de fixação do prazo do regime transitório, prevendo que a respetiva data seja definida por Portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

3. Assim, a data de vigência do regime transitório das tarifas de venda a clientes finais, foi aprovado pela Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro, e, seguidamente pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, que fixou o período até 31 de dezembro de 2017.

4. Em cumprimento do disposto na Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, a Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro, determinou um novo prolongamento do prazo para extinção das tarifas transitórias aplicáveis ao fornecimento de eletricidade aos clientes em baixa tensão normal (BTN), estendendo o prazo até 31 de dezembro de 2020.

5. Com a Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro, veio também a ser fixada, em 31 de dezembro de 2020, a obrigatoriedade de fornecimento de eletricidade, pelos comercializadores de último recurso, a clientes finais com consumos em AT, MT e BTE que não tivessem contratado no mercado livre.

6. Mais recentemente, foi aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, regulamentado pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, e Diretiva ERSE 1/2018, de 3 de janeiro, o regime equiparado ao

das tarifas transitórias ou reguladas de que podem beneficiar os clientes finais com contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado, alargando as opções de escolha dos consumidores em BTN a todas as ofertas, quer do mercado liberalizado, quer do mercado regulado.

7. Tendo em conta o mais recente Boletim sobre o Mercado Liberalizado de Eletricidade da ERSE, o Mercado Regulado de Portugal Continental conta ainda com mais de 1 milhão de clientes e um consumo de mais de 2,5 TWh, essencialmente concentrado no segmento Doméstico.

8. O CT constata que o artigo 5.º da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo a regras comuns para o mercado interno da eletricidade estabelece que os Estados-Membros devem apresentar periodicamente à Comissão Europeia relatórios de acompanhamento que devem conter, nomeadamente, "*uma avaliação dos progressos realizados no sentido de alcançar uma concorrência efetiva entre os comercializadores e da transição para preços baseados no mercado*".

9. Adicionalmente, a Diretiva determina o eventual prolongamento da existência de tarifas reguladas pelo menos até 2025, ainda que tal fique dependente da verificação de determinados critérios.

10. O CT reconhece a importância do aprofundamento do mercado livre, por esse motivo, e tendo presente o prazo definido na atual legislação para a extinção da TTVCF, recomenda que:

    a. se continue a reforçar as condições para a execução do princípio de liberdade de escolha dos consumidores;

    b. se transmita mensagens claras ao mercado, nomeadamente sobre a coexistência entre mercado regulado e mercado livre, de forma a adequar o desenvolvimento dos investimentos dos Agentes.

11. Ainda assim, recomenda o CT que a ERSE clarifique junto dos órgãos competentes a estratégia que permita não apenas uma plena dinamização do mercado concretizando a transposição das Diretivas Europeias, bem como, se garanta aos consumidores em mercado regulado o seu direito de informação.

H. Evolução dos Mercados (Mercado Liberalizado vs. Regulado)

1. No que respeita ao número de clientes no mercado livre, o quadro evolutivo aponta para um valor médio global de cerca de 5,17 milhões clientes em 2019 e cerca de 5,28 milhões em 2020.

Fonte: ERSE, "Caracterização da procura de energia elétrica em 2020", out 2019

2. Em 2019, esta evolução resulta, entre outros aspetos, da continuação da migração gradual do mercado com tarifa transitória dos clientes de maior consumo individual devido, por um lado, à

prevista extinção destas tarifas para todos os clientes e, por outro, pela diversidade de ofertas competitivas que vão aparecendo no mercado livre.

3. Embora este facto contribua para o ritmo de entrada dos clientes em BTN no mercado livre desde o final de 2012, a possibilidade de regresso ao mercado regulado, desde janeiro de 2018, e a consequente redução do impacto da passagem de clientes do mercado regulado para o mercado livre, entende o CT ser expectável que haja uma redução do ritmo de crescimento deste segmento de clientes no mercado livre.

4. De acordo com o último Relatório do Mercado Liberalizado de Eletricidade publicado pela ERSE, no final do mês de agosto de 2019, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em mercado livre ascendia a 5 201 340 (83% do número total de clientes), representando o seu consumo cerca de 94,2% do consumo total.

5. O CT constata que a liberalização do mercado de eletricidade tem sido positiva, uma vez que ao longo dos anos os agentes em regime de mercado têm disponibilizado um conjunto numeroso de ofertas comerciais.

6. Nesse sentido, o CT reconhece ser fundamental o acompanhamento da evolução do número de consumidores no mercado livre, bem como a existência de simuladores que permitam aos consumidores avaliar as várias ofertas comerciais disponíveis.

7. Não obstante o facto de entre janeiro de 2018 e junho de 2019 terem regressado ao mercado regulado 14.886 clientes, o que representa menos de 0,3% dos clientes em ML, a ERSE considera que podem existir impactos no ritmo de transição de clientes para o mercado liberalizado e no regresso de clientes ao mercado regulado, mencionando que "deverá assistir-se, em 2019 e 2020, tal como em 2018 a um abrandamento do ritmo de transição de clientes para mercado, face ao observado até 2017, que se associa às alterações do quadro legal para a extinção das tarifas transitórias para o fornecimento a clientes finais (prazo alargado para o final de 2020) e à existência da possibilidade de regresso ao mercado regulado desde de janeiro de 2018".

8. Este regime implica que se mantenham as exigências impostas aos comercializadores de promoverem na sua fatura um conjunto de informações, nomeadamente, a diferença entre o preço praticado em regime de mercado e na tarifa regulada.

9. Recomenda o CT que relativamente ao regime equiparado ao das tarifas transitórias que teve início em 2018, a ERSE apresente um balanço da sua aplicação e impactos quer no mercado livre, quer no CUR.

I. Regulamentação da Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro

1. Em janeiro de 2019 foi publicada a Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, referente ao regime de cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor, que introduz mudanças relevantes na informação a prestar pelos comercializadores ao consumidor final de energia, obrigando a uma maior densificação e detalhe da informação prestada ao consumidor.

2. De acordo com a última informação obtida pelo CT, a ERSE deverá disponibilizar para consulta pública até ao final do ano de 2019 a subregulamentação decorrente da aprovação da Lei referida, acompanhando a revisão do RRC.

3. O CT recomenda à ERSE que, na revisão da subregulamentação em causa, vise a minimização dos custos associados e da complexidade burocrática, por forma a reduzir os possíveis impactos nos Agentes e consequentemente no consumidor final.

J. OLMC

1. A atividade de OLMC está atribuída à ADENE.

2. Dando cumprimento ao disposto no Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, nomeadamente no que respeita ao não agravamento de custos já existentes para os consumidores de eletricidade e gás natural, a ERSE baseando-se na proposta de plano de negócios apresentado pelo OLMC em 2017, definiu um nível de custos totais (TOTEX) a aceitar para 2018 e que nos anos de 2019 e de 2020 evolui com a aplicação de uma metodologia de IPIB-X.
3. Este nível de custos assentou no alisamento a três anos dos custos de investimento e de exploração previstos pelo OLMC no seu plano de negócios para o período 2018-2020, por forma a diminuir a volatilidade tarifária que estaria associada à recuperação dos custos de arranque da atividade num único ano.
4. Assim, o montante de proveitos permitidos ao OLMC na atividade de OLMC para 2020 é de 1,214 M€ a que acresce o montante de 0,313 M€ de ajustamentos tendo em conta que o OLMC não recuperou em 2018 os proveitos permitidos previstos em 2017.
5. Como referido no parecer à proposta de tarifas para 2019, o CT considera essencial a estabilidade no funcionamento da atividade do OLMC, e o equilíbrio económico-financeiro do mesmo, tendo naturalmente presente a premissa do não agravamento de custos para os consumidores.

K. Reconhecimento de proveitos no âmbito do fornecimento supletivo

1. Na definição de tarifas e preços para 2019, a ERSE informou ter ativado o fornecimento supletivo, pelo CUR em maio e novembro de 2017, aos clientes dos comercializadores Voltagequation e Elygas que foram impedidos de assegurar a sua atividade primária. Em consequência:

- reconheceu em base de proveitos do operador da rede de distribuição, 80% dos valores apurados com os incumprimentos dos comercializadores Voltagequation e Elygas, no montante de 2,7M€, ficando os restantes 20% dependentes das ações intentadas contra os referidos comercializadores, nos termos previstos na Lei, para a recuperação dos créditos em causa, e do resultado que estas viessem a produzir;
- referiu que … *"se encontrava a analisar e avaliar a situação reportada pelo ORT referente a dívida vencida de um comercializador de mercado, incorrida no âmbito do mercado de serviços de sistema, que ascende a um montante de cerca de um milhão de euros"*[11].

  Relevando a ausência de qualquer regulamentação que sustente a opção de imputação destes custos aos consumidores, o CT em 2018 não se opôs, de forma a garantir a salvaguarda da integridade do SEN.

2. Adicionalmente, no seu parecer de 15/novembro/2018[12], o CT propôs medidas supletivas no sentido de robustecer os procedimentos em vigor em duas vertentes indissociáveis, que no seu entendimento urgia serem tomadas:
   - Gestão prudencial na atribuição de licenças de comercialização;
   - Gestão integrada de riscos e garantias.
3. Esta proposta mereceu o acordo da ERSE expresso no documento de "Comentários ao Parecer do CT".
4. Assim, o CT regista positivamente a publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que cria a *"Gestão de riscos e garantias no SEN"*, legislação que integra o modelo e as principais preocupações manifestadas pelo CT.

[11] Documento de Proveitos permitidos em 2019, pág.78.

[12] Ponto G. da Especialidade.

5. No entanto, o CT destaca o facto de a ERSE, decorridos 2 anos sobre a revisão do Regulamento das Relações Comerciais (RRC), em 2017, não ter ainda promovido a Regulamentação nele prevista (art.º 99º A, B e C), tendo produzido um "*Regime transitório de gestão de riscos e garantias no SEN*" através da Diretiva n.º 11/2018, de 22 de junho.

6. Nesta conformidade o CT recomenda à ERSE a revisão urgente do RRC, bem como do desenvolvimento da Regulamentação da atividade de gestão de garantias no âmbito do SEN, estatuída no art.º 58 - D do supracitado decreto-lei.

7. Na definição de tarifas e preços para 2020, a ERSE informa:

   a. que as entidades visadas, EDP D e REN, sinalizaram a inexistência de qualquer recuperação de créditos;

   b. ter sido registada nova insolvência em 2019 de outro comercializador (Elusa);

   e propõe:

   c. abordagem semelhante à seguida no ano transato para a situação de fornecimento supletivo desencadeada em 2019, para o comercializador Elusa, o que corresponde a 959,4 milhares de euros. Nesta abordagem não está explicitamente referido o tratamento das situações reportadas pelo ORT no âmbito do mercado de serviços de sistema, que referia estar em análise quando da publicação das decisões relativas às tarifas de 2019.

8. As insolvências de pequenos comercializadores de energia registadas até ao momento traduzem-se em mais de 6 M€ de dívidas ao SEN. Cerca de 5 M€ do acesso às redes e mais de 1 M€ no mercado de serviços de sistema.

9. O risco para o SEN resulta agravado pelo facto de, independentemente da sua dimensão, através dos meios digitais existentes, estes comercializadores poderem captar de forma rápida um elevado número de clientes, sem que existam meios igualmente eficazes de ajustar concomitantemente a proteção do risco para o SEN.

10. Em caso de incumprimento, o mercado de serviços de sistema resulta prejudicado quando estes comercializadores, mantendo a sua carteira, acabam por nele se abastecerem como último recurso, uma vez esgotado o seu crédito para acesso ao MIBEL.

11. O encerramento do acesso aos mercados devia ser síncrono, evitando assim prolongar de forma artificial uma atividade tecnicamente falida, sem hipóteses de o ORT atuar no quadro regulamentar em tempo útil.

12. A legislação e regulamentação atualmente em vigor mostram-se insuficientes para limitar os prejuízos das insolvências, pela morosidade nos processos de acionamento de garantias e suspensão da carteira do comercializador, sendo omissas quanto ao tratamento a dar aos valores em dívida. Neste quadro, a ERSE decidiu reconhecer em tarifas 80% dos valores em dívida ao Operador de Rede de Distribuição (ORD) pelos custos com o acesso às redes, continuando por decidir o tratamento da dívida ao mercado de serviços de sistema.

13. Adicionalmente, o CT recomenda que sejam avaliadas outras medidas específicas que contribuam para mitigar este risco do SEN:

   a. Revisão urgente da regulamentação prevista no RRC possibilitando aos operadores agirem de forma célere a eventuais incumprimentos, limitando os prejuízos para o SEN que estes comercializadores possam vir a induzir, e a conclusão dos processos pendentes;

b. Possibilitar a redução da duração do ciclo de faturação entre os operadores e os comercializadores, quando a dívida se encontrar em situação crescente durante 2 meses consecutivos, para reduzir o risco de incumprimento e o valor das garantias;

c. Em caso de incumprimento confirmado, transferir de forma célere para o CUR a carteira de clientes desse comercializador, como medida cautelar.

L. Proveitos do CUR

1. De entre as atividades desempenhadas pelo CUR, cumpre destacar os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente (CVEE PRE).

2. O CT assinala que, na ausência de despacho do Secretário de Estado da Energia a fixar o valor que terá sido recebido em excesso pelos PRE que terão beneficiado da acumulação da tarifa garantida com outros apoios públicos à promoção e ao desenvolvimento de energias renováveis, no exercício tarifário de 2019 a ERSE voltou a deduzir 140 M€ aos proveitos permitidos da atividade de CVEE PRE do CUR no âmbito das medidas de mitigação a abater ao sobrecusto da PRE.

3. O CT constata que, até ao momento, continua por definir o enquadramento legal ou metodologia de cálculo que permita ao CUR identificar os montantes a cobrar aos produtores em questão, o que levou à acumulação em 2019 de um desvio no mesmo valor nos proveitos permitidos do CUR, o qual era passível de ser recuperado nas tarifas de 2020 em sede do ajustamento provisório desta atividade.

4. No seu parecer sobre a proposta de tarifas para 2019, o CT alertou para o impacto de um desvio desta dimensão no equilíbrio económico-financeiro do CUR. Com efeito, desde 2017 que, com grande esforço financeiro, o CUR se encontra a financiar o SEN em 140 M€, estando a suportar custos de financiamento superiores à remuneração que vai auferir das tarifas, atendendo aos *spreads* que têm vindo a ser considerados pela ERSE para remunerar os ajustamentos tarifários de 2017 em diante, o que representa uma perda financeira para a empresa.

5. O CT reitera esta preocupação e recomenda que a ERSE desenvolva as necessárias diligências com vista à publicação do despacho do Secretário de Estado da Energia a definir o valor por MWh a abater à remuneração paga pelo CUR aos produtores que vierem a ser identificados pela DGEG, tal como previsto na Portaria n.º 69/2017, de 16 de fevereiro.

M. Proveitos do Operador da Rede de Transporte (ORT)

M.1. Atividade de Gestão Global do Sistema

1. A designada atividade de Gestão Global do Sistema (GGS), para além dos custos diretamente relacionados com o seu exercício, incorpora nos seus proveitos permitidos um conjunto alargado de outros custos, decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, definidos no âmbito do SEN, estando muitos destes já devidamente tratados neste parecer designadamente, a interruptibilidade, os CAE, e na generalidade os CIEG.

2. Sobre os custos diretamente relacionados com a atividade (OPEX e Custos com capital), o CT constata positivamente que a previsão de investimento para o ano de 2020 de 7,4 M€ representa o valor mais baixo previsto desde 2015. Os custos de exploração resultam da aplicação da metodologia de apreciação da base de custos e dos parâmetros fixados para o período regulatório 2018-2020.

3. Em particular o CT constata que o montante total dos custos diretos da GGS considerados para tarifas de 2020 é de 28,2 M€ comparável com os 26,3 M€, de 2019.

4. Conforme explicitado no ponto K do presente parecer, o CT sublinha a criticidade da GGS, em particular na garantia do funcionamento continuado do mercado de serviços de sistema, parte integrante do SEN. Este mercado específico não pode regulamentarmente estar exposto ao risco de

crédito dos agentes pelo que urge eliminar as consequências ainda presentes desse risco, repondo os valores em dívida para com o SEN.

5. Relativamente aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, o CT releva:

- CIEG - o CT tem reiteradamente recomendado à ERSE a necessidade de os preços fixados para a prestação de atividades reguladas apresentarem uma maior aderência aos custos reais, evitando a existência de ajustamentos tarifários nos anos seguintes;
- Parcela associada aos terrenos do domínio público hídrico - Sendo ativos associados a uma concessão e integrados nos custos de Gestão de Sistema, a sua remuneração está dependente de classificação atribuída por uma Comissão de Auditoria nos termos do Decreto-lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, cuja promoção cabe à DGEG através da emissão de um relatório que, segundo a ERSE, foi enviado pela última vez em 2015. O CT não pode deixar de estranhar a ausência de relatórios posteriores;
- Custos com os incentivos à garantia de potência - A proposta de tarifas e preços para 2020 indica as unidades que estão a receber o incentivo ao investimento para tecnologias de produção a partir de fontes hídricas e o seu montante. Refere ainda a ERSE *"[…] No que respeita ao aproveitamento hidroelétrico de Foz Tua, aguarda-se o reconhecimento da elegibilidade para receber este incentivo e a homologação dos montantes referentes a 2018 e 2019. Após interações com a DGEG, a ERSE deu em 25 de julho de 2019 o seu parecer definitivo sobre este processo. De acordo com informação da DGEG constante no pedido de parecer à ERSE, após homologação pelo membro do Governo responsável pela área da energia, o incentivo para este produtor produzirá efeitos no mês de junho de 2018."* Tendo em conta que o incentivo a este produtor produz efeitos a partir de junho de 2018, o CT assinala os eventuais custos adicionais que resultarão do atraso da decisão.

M.2 Atividade de Transporte de Energia Elétrica

1. Relativamente aos proveitos permitidos desta atividade, o CT releva o facto de para tarifas de 2019 estarem previstos 283,2 M€ e presentemente para as tarifas de 2020 estarem considerados proveitos de 273,7 M€. Esta redução de proveitos permitidos de 2020 face a 2019 tem como base a redução da taxa de remuneração e do valor do ativo líquido, bem como do aumento dos ajustamentos de t-2.
2. O CT igualmente destaca a aprovação do PDIRT 2018-2027 e o seguimento que a ERSE naturalmente dará à execução dos investimentos associados.

N. Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE)

1. No período regulatório em vigor, os proveitos da atividade de DEE em AT/MT são calculados através de uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao OPEX, sendo os custos com capital (CAPEX) analisados separadamente. Os proveitos permitidos da atividade de DEE em BT são calculados através de uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao TOTEX.
2. Para além dos proveitos calculados com base nos parâmetros fixados para o atual período de regulação, fazem parte dos proveitos permitidos desta atividade outros custos, nomeadamente:

   I. Correção de proveitos associados ao aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações;

   II. Remuneração das instalações integradas nas redes inteligentes;

   III. Devolução de mais-valias obtidas com a alienação de imóveis;

   IV. Tratamento em sede de proveitos permitidos dos montantes de redução de perdas e combate à fraude;

V. Dívidas de pequenos comercializadores.

3. Da análise detalhada de algumas destas rubricas resulta:

O. Correção de proveitos associados ao aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações

a. A ERSE manteve a partilha com os clientes do SEN dos ganhos reais obtidos pelo ORD com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações entre 2015 e 2017 (3,3 M€).

b. Considera ainda, no ajustamento tarifário de 2018, um valor a devolver de 2M€, referente à diferença entre os ganhos reais obtidos em 2018 (primeiro ano do período regulatório 2018-2020) com esta atividade e os valores considerados na base de custos definida para o atual período regulatório.

c. Na medida em que nas Tarifas de 2018 já estava a ser considerada, fora do *price-cap,* uma estimativa de ganho de 1,2 M€, o montante líquido de ajustamento nas tarifas de 2020 ascende a 0,9M€, a devolver ao sistema.

d. Prevendo-se que o acentuado esforço de infraestruturação e de sensorização das cidades e territórios venha a aumentar o interesse dos operadores de telecomunicações pelo uso da rede capilar de infraestruturas elétricas, o CT entende que devem ser criadas, no próximo período regulatório, as adequadas condições regulamentares e legais que enquadrem esta atividade.

e. O CT reitera a recomendação à ERSE para que diligencie junto da ANACOM no sentido de ser elaborado e aprovado um regulamento que defina a metodologia da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações pela utilização de infraestruturas elétricas em BT.

f. Mais entende o CT que deve ser fixada a repartição adequada desta contrapartida entre concedentes, concessionários e tarifas.

P. Remuneração das instalações integradas nas redes inteligentes

a. A ERSE aprovou o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, n.º 610/2019, publicado no Diário da República, 2.ª Série, n.º 147, de 02 de agosto de 2019, que estabelece regras para os serviços a prestar pelos ORD BT no âmbito das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica.

b. No sentido de assegurar a eficácia económica da disponibilização de serviços de redes inteligentes, a ERSE propõe a criação de um incentivo específico que leve os operadores a desenvolvê-los, assegurando igualmente que a partilha dos benefícios decorrentes destes serviços seja feita de forma equilibrada entre todos os consumidores.

c. Assim, a ERSE quantificou os benefícios da integração de instalações de consumo nas redes inteligentes e definiu um critério de partilha equitativa desses benefícios entre consumidores e ORD, considerando que o valor de K deve permitir ao ORD BT uma partilha de benefícios que compense o seu esforço financeiro até, no máximo, 50% do total dos benefícios líquidos.

Quadro 6-1 - Intervalo de benefícios e parâmetro K

	Partilha de 50% dos benefícios totais	Benefícios totais
Benefícios líquidos por instalação (euros) a partilhar com ORD BT	70	140
Valor equivalente de K (T=8 anos)	8,75	-

Fonte: ERSE, Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2020

d. A ERSE decidiu considerar apenas o valor atual do montante de custos diretamente evitados na atividade distribuição em BT. O CT questiona as razões subjacentes à adoção desta metodologia, em especial quando anunciou que o incentivo seria calculado com base na partilha de benefícios líquidos.

Quadro 6-2 - Intervalo de custos evitados e parâmetro K

	Custos evitados na atividade de distribuição em BT sem perdas comerciais (sem considerar partilha de ganhos com consumidores)	Custos evitados na atividade de distribuição em BT com 50% de custos evitados com perdas comerciais
Valor por instalação (euros) a partilhar com ORD BT	41,8	63,1
Valor equivalente de K (T=8 anos)	5,2	7,9

Fonte: ERSE, Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2020

Quadro 6-3 - Parâmetros a aplicar no ISI

Parâmetros	2019	2020
K_W^{OBTI} (euros)	5,0	5,08
T_W (número de anos)	8	8

Fonte: ERSE, Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2020

Q. Devolução de mais-valias obtidas com a alienação de imóveis

a. Dando seguimento à análise anunciada no documento de tarifas de 2019, a ERSE propõe agora a devolução às tarifas de um montante de 16,1 milhões de euros referentes a metade das mais-valias líquidas obtidas com a venda de imóveis entre 2009 e 2018 e reportados pela EDP Distribuição no relatório e contas estatutário e nas contas reguladas reais.

b. Atenta a importância da gestão adequada do património imobiliário afeto às concessões que por razões técnicas ou económicas deixou de ter utilidade, esta é uma matéria que o CT considera relevante.

c. Por razões de eficiência económica e eficácia operacional, a concessionária da RND e de grande parte das redes BT faz uma gestão integrada e comum dos imóveis das concessões, o que dificulta a sua afetação a uma ou mais concessões específicas, pelo que a definição de regras de repartição destes ativos pode ter implicações transversais ao nível de múltiplas concessões, devendo estas regras ser promotoras de decisões racionais e adequadas de gestão do património das concessões.

d. A manutenção deste património acarretaria custos para o sistema, pelo que a sua alienação se revela acertada.

e. Neste sentido, o CT considera que a ERSE deve definir as chaves de repartição necessárias à afetação, às diferentes concessões, dos imóveis adquiridos pela EDP Distribuição, bem como das condições a impor à concessionária para a afetação e desafetação de imóveis.

f. O CT vê ainda com apreensão as dúvidas levantadas pela ERSE no documento de tarifas, condicionando a presente proposta a posições posteriores que os concedentes venham a tomar nesta matéria, bem como subsistem fundadas dúvidas quanto aos esclarecimentos prestados pela ERSE na resposta às questões do CT, nomeadamente no destino a dar às mais-valias líquidas obtidas com a venda de imóveis entre 2009 e 2018, garantindo os direitos de consumidores, concessionárias e concedentes.

g. Entende o CT que a consideração dos valores em apreço nas tarifas de eletricidade só se deverá concretizar caso exista uma decisão fundamentada nesse sentido, que assegure a necessária certeza jurídica.

R. Tratamento em sede de proveitos permitidos dos montantes de redução de perdas e combate à fraude

R.1. Consideração da energia recuperada no combate à fraude no balanço energético para efeitos do cálculo do valor das perdas.

a. A fraude, um consumo ilícito de eletricidade, é prejudicial para todos os agentes do SEN, o que tem motivado a implementação pelo ORD de novas metodologias para o combate à fraude.

b. Estas novas metodologias, que complementam as medidas mais tradicionais de combate à fraude dependentes de ações diretas em visita à instalação de consumo, estão focadas na análise remota de grandezas elétricas (diagramas de carga, tensões, intensidades de corrente) e na facilitação de acesso a canais de comunicação para denúncia de eventuais atos ilícitos.

c. Os procedimentos subsequentes à deteção de fraude são aplicados de acordo com a legislação e regulamentação em vigor e incluem a determinação do valor de energia, a valorização da energia consumida, o pedido de indemnização diretamente ao cliente final e a receção e cobrança do valor em dívida, incidindo sobre os três anos anteriores à deteção do ilícito.

d. Nas Contas Reguladas Reais (CRR) de cada ano é apresentado um Balanço de Energia Elétrica (N4-DV-26 - Balanço Energia) que traduz em unidades físicas os fluxos financeiros apresentados noutros mapas do mesmo Relatório. Trata-se, assim, de uma visão contabilística dos fluxos de energia registados em cada ano.

e. Na medida em que a energia e as perdas reportadas no Balanço de Energia Elétrica servem de base ao cálculo do referido incentivo, o mapa das CRR exclui a recuperação de fraude, ou seja, a energia recuperada não é incluída no Balanço Energético não tendo hoje qualquer impacto nas perdas reportadas.

f. No n.º 6 do art.º 266.º do RRC, é referido que *"os montantes recuperados pelo operador da rede de distribuição devem ser repercutidos nas tarifas nos termos do Regulamento Tarifário, devendo a componente de energia ser descontada à valorização da energia de perdas".*

g. Assim, o CT recomenda que seja considerada a energia recuperada no combate à fraude no balanço energético para efeitos do cálculo do valor das perdas e do correspondente incentivo, dando cumprimento ao estipulado no RRC.

R.2. Adaptação da legislação e regras aplicáveis ao combate à fraude

a. Não obstante a deteção de elevado número de fraudes[13] e de volumes de energia recuperada da fraude, desde o início até à correção, superiores a 135GWh/ano, a recuperação dos valores em dívida afigura-se muito difícil, recomendando o CT a revisão dos procedimentos e legislação aplicável.

b. Sem prejuízo dos legítimos direitos dos consumidores, as regras atuais poderão não ser dissuasoras da prática da fraude, atendendo:

- à impossibilidade de interrupção do fornecimento;
- à ausência de penalização no preço a pagar;
- ao benefício do infrator por isenção de IVA (fruto de faturação como indemnização);
- à inadequação de mecanismos de garantia de cobrança.

[13] Mais de 63.000 em 2018 segundo dados do ORD.

c. Assim, recomenda o CT que seja promovida a revisão do Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro, com vista ao reforço das medidas de combate às práticas fraudulentas, no consumo de energia elétrica e da potência tomada, e incorporação adequada em sede de revisão do RRC.

S. Dívidas de pequenos comercializadores

a. A socialização na tarifa dos custos decorrentes da falência de agentes de mercado é um mecanismo corrente em diversos países no espaço europeu.

b. A ERSE tem recorrido às medidas de regulação assimétrica previstas na Lei, que comportam menor exigência, com o consequente aumento do risco para o SEN.

c. Entre estas medidas pode-se considerar: a limitação dos valores exigíveis a título de garantias; o alargamento do prazo de pagamento para 45 dias, aumentando o risco de incumprimento; o retardamento da instrução de cessação do contrato.

d. Esta última situação verifica-se mesmo após a inibição de celebração de novos contratos, donde decorre a perda de clientes, a redução de faturação e consequentemente a redução do valor da caução exigível, aumentando a dívida e o já evidente risco de falência.

e. O ORD confronta-se com o aumento da dívida, ao mesmo tempo que é obrigado a pagar os URT ao ORT e a fazer as entregas correspondentes ao gestor de sistema, ao OLMC e aos demais intervenientes do sistema, incorrendo em custos sem ter receita.

f. O CT solicitou à EDP D ponto de situação[14] no âmbito da recuperação das dívidas de Comercializadores, tendo sido informado que:

Voltagequation – Valor da Dívida: 1.351.828,00€

Elygas – Valor da Dívida: 1.965.460,91€

Elusa – Valor da Dívida: 1.199.209,82€

Todos estes casos são objeto de processos judiciais em curso, cujo desfecho ainda se aguarda.

g. Na definição de tarifas e preços para 2019, a ERSE propôs e foi aprovado o reconhecimento em base de proveitos de 80% dos valores apurados com os incumprimentos dos comercializadores Voltagequation e Elygas, ficando os restantes 20% dependentes das ações intentadas contra os referidos comercializadores, nos termos previstos na Lei, para a recuperação dos créditos em causa, e do resultado que estas viessem a produzir.

h. Na proposta de tarifas para 2020 é proposto um adicional aos proveitos do ORD no montante de 959,4 milhares de euros correspondentes a 80% dos custos suportados pela EDPD com dívidas de um comercializador (Elusa), ficando mais uma vez os 20% pendentes do processo de insolvência judicial.

i. Assim, a EDPD continua sem receber os 20% das dívidas condicionados pela evolução dos processos de insolvência em causa, situação que se afigura penalizadora para a empresa, visto incorrer em custos diversos, nomeadamente de contencioso, dos 20% em dívida e dos respetivos juros.

j. Este ponto é particularmente relevante se a ERSE só reconhecer o valor da dívida sem juros, o que significaria que o ORD estaria a financiar o sistema.

k. É entendimento do CT que o ORD não pode incorrer em custos que decorrem da inexistência ou incumprimento de regulamentação, que vise nomeadamente a adequada gestão das garantias e a idoneidade e robustez financeira dos operadores de mercado.

[14] Informação prestada pela EDPD.

l. Assim, sem prejuízo do expresso no ponto K alínea 12 do presente parecer, o CT recomenda à ERSE a urgente definição das condições de recuperação pelo ORD dos montantes correspondentes aos 20% das dívidas de comercializadores condicionados pelo procedimento de cobrança judicial, devendo prever a inscrição destes montantes em proveitos permitidos, acrescidos de juros, logo que comprovado que foram executadas todas as diligências de cobrança, incluindo o competente processo judicial.

m. Concluído o processo judicial, deverão ser entregues ao sistema os montantes relativos a quaisquer recebimentos que se venham a verificar.

T. Proveitos das empresas reguladas das RA

T.1. Custos de referência para a aquisição de combustíveis - Metodologia regulatória aplicada às empresas reguladas das RA

1. No período regulatório em vigor, na atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema (AGS), no que diz respeito aos custos com aquisição de combustíveis, manteve-se a aplicação de uma metodologia regulatória para a aquisição do fuelóleo nas RA, baseada na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência para a aquisição do fuelóleo.

2. Na base da definição destes parâmetros, aplicados pela ERSE no atual período regulatório (2018-2020), esteve o estudo[15] que o consultor externo DNV GL concluiu em novembro de 2016.

3. O CT tomou conhecimento que entre o final do ano de 2018, início de 2019, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM (EEM), com assessoria da DNV GL, encetou uma consulta ao mercado através do lançamento de um concurso público internacional para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1%, cujos parâmetros das fórmulas para determinação dos preços respeitaram os limites definidos pela ERSE para efeitos do cálculo do custo aceite. Apesar de se terem inscrito 3 entidades no procedimento, somente um proponente (a Galp Madeira) apresentou uma proposta, tendo o incumprimento desses parâmetros, levado à sua exclusão.

4. Adicionalmente, no decorrer do ano de 2019, a EEM foi informada pelo atual fornecedor que a obrigatoriedade imposta pela nova diretiva da *International Maritime Organization* (IMO) 2020 de utilização pelos navios de fuelóleo com teor de enxofre igual ou inferior a 0,5% "coloca uma forte pressão no sistema refinador da Galp (...), evitando a todo o custo a sua contaminação com fuéis com maiores teores de enxofre" e que "esta limitação obriga-nos a substituir os fuéis 1,0%S (…) pelo fuel 0,50%S".

5. Saliente-se que esta mudança regulatória já tinha sido abordada pela DNV GL, no estudo mencionado no acima ponto 2.

6. Neste sentido, o CT recomenda que a ERSE desenvolva, conjuntamente com as empresas reguladas das RA, um conveniente modelo no sentido de encontrar uma solução que permita adequar os parâmetros de aceitação dos custos com os combustíveis à nova realidade e dinâmica deste mercado.

7. Não obstante, face à relevância e urgência desta situação para a EEM, o CT sugere à ERSE que, em articulação com a empresa regulada, encontre uma solução rápida e adequada.

8. Igualmente atendendo ao período regulatório que se iniciará em 2021, considera o CT premente a elaboração de um novo estudo que alicerce os parâmetros a definir.

T.2 Remuneração das instalações integradas nas redes inteligentes

[15] DNV GL, *Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity*, 2016.

1. No seguimento do referido anteriormente, na alínea II do n.º 3 ponto N, relativamente às regiões autónomas dos Açores e da Madeira, é ainda referido pela ERSE, na proposta de tarifas em apreço, o seguinte: "*Registe-se que os valores agora propostos para os parâmetros K e T não refletem as especificidades do desenvolvimento destes serviços nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, pelo que poderão ser posteriormente revistos para essas regiões, com a recolha de mais informação, designadamente de custos*.".
2. No entendimento do CT, justificar-se-ia, contudo, que fosse dada uma explicação mais particularizada, designadamente quanto ao facto de a ERSE não ter recolhido a informação necessária em tempo útil, bem como, quanto ao momento em que a mesma será recolhida.

T.3 Operadores de Rede Exclusivamente em Baixa Tensão (ORD BT)

1. Conforme o CT expressou no seu parecer relativo à "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019", aos ORDBT foram, até 2017, aplicadas as TAR definidas para os consumidores ligados nas redes de distribuição de média tensão.
2. Para 2018, 2019 e 2020, a ERSE tem introduzido anualmente alterações equivalentes, que se traduzem num incremento das tarifas de acesso para os ORDBT.
3. O CT tem chamado a atenção em diversos dos seus pareceres para a necessidade de ser definido um quadro normativo ao nível regulatório para as atividades de operação de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT, o qual deve abordar, entre outros temas, a exploração de redes exclusivamente em BT e a escala da sua operação, a separação de funções, bem como a aquisição de energia e o diferencial dos CIEG.
4. Na "Proposta de Tarifas e Preços para 2020" a ERSE assinala que a necessidade de ajuste regulamentar para o novo período regulatório determinará a definição dos princípios fundamentais da remuneração da atividade dos ORD BT, pelo que o CT fica a aguardar essas propostas de alterações regulamentares para emissão de parecer.
5. Observada a inexistência de uma regulação direcionada para estes agentes do setor elétrico, o CT recomenda que seja efetuada pela ERSE uma monitorização que garanta o equilíbrio económico-financeiro dos ORDBT.

T.4 Regime de interruptibilidade

1. A interruptibilidade é um serviço voluntário contratualizado com determinados consumidores disponíveis para, mediante remuneração, reduzir o seu consumo de eletricidade por ordem do operador da rede de transporte, para dar resposta a eventuais situações de emergência, além de flexibilizar a operação do sistema e contribuir para a segurança de abastecimento.
2. As empresas que prestam este serviço celebraram Contrato de Adesão ao Serviço de Interruptibilidade (Portaria nº 592/2010, de 29 de junho) e mantêm operativas as condições constantes do Procedimento do Sistema de Comunicação, Execução e Controlo do Serviço de Interruptibilidade, publicado pela ERSE em dezembro de 2010.
3. Por sua vez, o GGS supervisiona a fiabilidade permanente dos sistemas que serão atuados em caso de necessidade, não suscetível de ser resolvida em ambiente de mercado.
4. Não obstante nunca ter existido uma emergência que tenha obrigado o GGS a interromper ou reduzir o consumo nas empresas aderentes ao serviço, este não deixa de representar um mecanismo de funcionamento que importa preservar, desde que sejam ajustadas as condições contratuais de adesão.

5. No seu parecer relativo à "Proposta de Tarifas e Preços para 2019" o CT assinalou desconhecer qualquer evolução no ajuste do modelo do serviço de interruptibilidade ao Mibel, como se encontra previsto na Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro.

6. Na "Proposta de Tarifas e Preços para 2020" o CT constata um acréscimo com os custos deste serviço, acréscimo que, conforme esclarecimento prestado pela ERSE por solicitação do CT, se fica a dever ao *"ajustamento dos valores considerados nas tarifas de 2018, com base em dados reais, e ao incremento de custos de correntes da aplicação da Portaria 215-A/2013, de 1 de julho".*

7. Conforme expresso em pareceres anteriores do CT e discriminado no ponto B da Generalidade deste parecer, o CT mantém a sua recomendação para que os custos com o Regime de Interruptibilidade sejam integrados nos CIEG.

U. Preço dos Outros Serviços

U.1. Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais

1. Nos termos do RRC em vigor (artigos 76.º, 136.º, 208.º e 270.º) compete à ERSE fixar anualmente os seguintes valores:
   a. Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica;
   b. Quantia mínima a pagar em caso de mora;
   c. Encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais;
   d. Preços de leitura extraordinária.
2. A ERSE mantém os pressupostos que tem vindo a seguir para a atualização do preçário aplicável referindo expressamente a sua atenção à reiterada recomendação do CT, que se concretizam em quatro princípios:
   a. Promoção da aderência gradual dos preços regulados aos custos reais dos serviços;
   b. Aceitação das propostas das empresas, quando devidamente justificadas;
   c. Utilização do deflator implícito no consumo privado (1,6%) previsto para 2020 no Relatório *European Economic Forecast – Spring 2019*, no caso em que as empresas não apresentem justificação para manter os preços em vigor ou quando está prevista uma atualização por aplicação de um indexante de preço;
   d. Manutenção da uniformização de preços conseguida a partir de 2012 para uma quantidade significativa de serviços.
3. Relativamente aos preços pelo serviço de leitura extraordinária a ERSE aceita a proposta das três empresas: EDPD, EDA e EEM. As duas últimas aplicam o referido deflator aos preços de 2019. A primeira aplica 5% sobre os mesmos preços, segundo cálculo obtido após repartição de custos contratualizados com os prestadores para a realização dos serviços em questão.
4. No que respeita à quantia mínima a pagar em caso de mora, que se mantém inalterada desde 1999 e que foi aplicada também às RA em 2004, por não haver de nenhuma destas empresas propostas de alteração de preços para 2020, conclui a ERSE que são adequados os que estão em vigor.
5. Quanto ao preço de ativação de fornecimento a instalações eventuais em vigor desde 2012, o RRC prevê que o valor dos encargos seja atualizado anualmente, a partir de janeiro de 2014, com a aplicação do fator implícito do consumo privado.
6. No que concerne aos preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica:

a. Para as instalações em MAT, a concessionária da RNT não apresentou proposta de alteração concluindo a ERSE pela manutenção dos preços em vigor;

b. Para as instalações em AT, MT e BT a nível do Continente a ERSE teve em conta a proposta da EDP D, aplicando ao mesmo tempo o princípio da limitação de 5% para os aumentos anuais dos preços dos serviços prestados aos clientes em BTN. No entanto não é claro na proposta da ERSE a justificação para a aceitação do aumento de 167,2% respeitante ao preço adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia nos prazos previstos no RQS;

c. Para as instalações em MT e BT na RAA e para as instalações em AT, MT e BT na RAM foi aplicado o deflator suprarreferido.

U.2. Preços previstos no regulamento dos serviços das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica

1. O Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes (RSRI), no artigo 33º, prevê preços regulados, a aprovar pela ERSE mediante proposta do ORD BT, para os seguintes serviços:

   - Alteração temporária da potência contratada de forma remota;
   - Operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição;
   - Interrupção e restabelecimento remotos;
   - Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos ORD BT;
   - Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.

2. Os preços para os serviços a prestar pelos ORD BT no âmbito do RSRI contaram apenas com uma proposta da EDP Distribuição, e uma vez que se tratam de novos serviços ou serviços prestados de forma diferente dos atuais serviços, a metodologia apresentada para formação do preço estará sujeita a aperfeiçoamentos à medida que a experiência na sua prestação aumente.

3. O serviço de interrupção e restabelecimento remotos teve, pela primeira vez, preço publicado pela ERSE em 2016. O cálculo da proposta da EDPD para o preço a vigorar em 2020 baseou-se no acima referido, refletindo uma atitude prudencial perante a falta de experiência do desempenho destes serviços.

4. Relativamente à alteração temporária da potência contratada de forma remota, aplicável mediante facto imputável ao cliente, o preço será o proposto pela EDPD e equivale ao preço da interrupção e restabelecimento remoto, que se mantém, e é de 3 euros.

5. Quanto à desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, a proposta da EDPD está em linha com a metodologia seguida para os preços dos serviços do RRC, relacionados com empreitada contínua, de 14 euros.

6. No que concerne à aquisição dos equipamentos de medição inteligentes aos ORD BT a proposta da EDPD reflete os preços de aquisição destes equipamentos de medição que serão 51,18 e 24,15 euros, respetivamente, para os medidores de instalações trifásicas e monofásicas.

7. Relativamente à recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente, mas não integradas em redes inteligentes, o preço apresentado na proposta da EDP D inclui uma ordem de serviço para deslocação ao local por parte de um prestador de serviços, tratamento da informação recolhida e sua disponibilização, e perfaz um valor de 29,58 euros que é aceite pela ERSE.

8. Os preços para todos estes serviços aplicam-se igualmente no Continente e nas RA.

9. O CT regista a prudência presente na proposta da EDPD que foi acolhida pela ERSE, atendendo à fase embrionária do processo, esperando que, de futuro, os dados da experiência permitam a todos os envolvidos cálculos mais amadurecidos e fundamentados.

V. Qualidade de serviço

1. A qualidade de serviço assegurada pelos operadores das redes elétricas e pelos comercializadores de eletricidade constitui um elemento fulcral do processo regulatório e é um fator importante a ter em conta no quadro da competitividade das empresas e das opções dos consumidores.
2. A par das tarifas e preços, a qualidade de serviço é um aspeto que os consumidores e as empresas valorizam cada vez mais e, nessa medida, o CT entende bem o destaque e a importância que o Regulador procura atribuir à qualidade de serviço.
3. O CT considera que as Propostas de fixação de Tarifas e Preços devem refletir a necessidade de cumprimento dos indicadores e padrões de qualidade previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) e, por isso, sinaliza positivamente a publicação pela ERSE, em momento prévio à discussão da presente Proposta de Tarifas e Preços, do Relatório da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico, na vertente técnica – continuidade de serviço e qualidade da energia elétrica -, relativo ao ano de 2018.
4. O CT regista positivamente o bom desempenho das empresas relativamente ao cumprimento dos padrões e indicadores de qualidade de serviço, na vertente técnica, mantendo a trajetória dos últimos anos, não obstante se ter registado o incumprimento pontual de alguns indicadores, em especial, no que tange à continuidade de serviço, o que se ficou a dever, essencialmente, a eventos excecionais externos.
5. Em síntese, o CT recomenda à ERSE e aos operadores que mantenham o foco na melhoria contínua da qualidade de serviço, nas vertentes técnica e comercial, no setor elétrico, valorizando este elemento do processo regulatório.

X. Recomendações adicionais

A. Taxa de IVA na fatura de eletricidade

1. Desde 2011, motivado pela crise económica que afetou Portugal, ao fornecimento de energia elétrica passou a ser aplicada a taxa máxima de IVA.
2. Observada a evolução da situação económica, o CT tem abordado esta temática, objetivando que, por diligência da ERSE, o poder legislativo assumisse a aplicação da taxa mínima de IVA a um serviço público essencial.
3. Em 2018, a Proposta de Lei do Orçamento do Estado para 2019 introduziu uma ligeira alteração, a qual permitiu a aplicação da taxa mínima de IVA apenas à componente fixa das TAR da fatura de eletricidade para os escalões até 3,45 kVA da potência contratada em BTN, o que limitou fortemente o seu impacto no que concerne quer ao número de consumidores abrangidos quer ao valor de redução das suas faturas.
4. O CT, ao considerar que a taxa reduzida de IVA é a única que se afigura coerente aplicar a um serviço público essencial, reitera a necessidade da sua plena implementação, também alicerçada na evidência que sobressai da designada e publicitada transição energética.

B. Contribuição para o audiovisual (CAV)

1. Igualmente a cobrança da contribuição para o audiovisual (CAV), criada pela Lei n.º 30/2003, de 22 de agosto, não tem a concordância do CT quando é efetuada através da fatura de eletricidade,

considerando não existir qualquer conexão entre os dois serviços – fornecimento de eletricidade e rádio e televisão.

2. Também considera o CT que esta prática não contribui para uma correta e transparente forma de transmissão dos custos da eletricidade para os consumidores, tal como a ERSE expressou na sua resposta ao parecer do CT de 2019.

3. Em consequência, não pode o CT deixar de continuar a expressar a necessidade de ser alterada esta situação.

C. Saldos de gerência

1. O parecer do CT relativo à "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019", abordou a questão dos saldos de gerência e da sua devolução às tarifas, explicitada no Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

2. O CT tomou conhecimento do Comunicado da ERSE de 28 de dezembro de 2018, no qual informou que o Secretário de Estado do Orçamento havia autorizado a transferência para as tarifas de 3 milhões de euros dos saldos de gerência, num total de 9 milhões de euros acumulados.

3. Aguarda o CT que o valor restante seja finalmente transferido para as tarifas com efeitos em 2020.

D. Fontes de financiamento do SEN constantes da proposta de Orçamento do Estado (OE) 2019

1. No ponto E, e seguintes, deste parecer, o CT analisou as medidas mitigadoras constantes da fixação de tarifas para 2019 e propostas para 2020, que considera positivas desde que efetivamente concretizadas.

2. Atento o impacte *ex-ante* e *ex-post* das medidas mitigadoras na formação das tarifas, o CT reitera a importância da sua definição prévia pelos responsáveis, devidamente suportadas pelos necessários diplomas a publicar em tempo útil, bem como a sua efetiva transferência financeira para o SEN, relevando como dificilmente aceitável e/ou compreensível o facto de os consumidores serem chamados a pagar em sede de ajustamentos, com juros, verbas que não receberam.

E. Projeto-piloto "Participação do consumo no mercado de reserva de regulação"

1. O CT tomou conhecimento da evolução deste projeto-piloto através dos elementos publicados pela ERSE no seu site.

2. Por considerar que os resultados efetivos deste projeto-piloto podem trazer benefícios para o SEN, o CT aguarda o relatório final do mesmo e, decorrentemente, as alterações a efetuar no Regulamento Tarifário para a implementação de medidas que possam contribuir positivamente para atingir os objetivos.

IV

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 15 de novembro de 2019.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Resposta da ERSE ◆

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE, no dia 15 de outubro de 2019, a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020" e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de novembro de 2019.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, a ERSE aprova as tarifas e preços de energia elétrica para 2020.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020" e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT da ERSE e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida as observações da ERSE aos comentários e recomendações na especialidade constantes do parecer do CT à "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020". Sobre os pontos do parecer do CT relativos a análise de matérias relevantes numa perspetiva de caracterização e análise da sua evolução, não são tecidas observações dadas as suas características iminentemente factuais.

II

ESPECIALIDADE

A.2. CUSTOS DOS CMEC

A ERSE reconhece que a informação que acompanha as propostas tarifárias deve ser a mais transparente e clara quanto possível, pelo que se congratula pela apreciação positiva feita pelo CT à apresentação dos montantes dos CMEC a repercutir nas tarifas anuais até ao término deste mecanismo.

Relativamente à parcela de acerto da revisibilidade anual de 2017, registe-se que nos termos da legislação em vigor, o valor a considerar em tarifas da revisibilidade anual é o valor homologado por parte do membro do Governo responsável pela área da energia. Apenas a homologação consubstancia decisão administrativa. Até à data, o valor relativo à parcela de acerto da revisibilidade anual de 2017 ainda não foi homologado, pelo que qualquer valor a considerar nas tarifas da parcela de acerto seria sempre um valor previsional.

Importa aditar que, ao contrário dos processos anteriores, a ERSE ainda não emitiu o parecer ao valor anual da revisibilidade de 2017, estando a aguardar a resposta da DGEG relativa a dúvidas levantadas aquando da análise do Relatório "Determinação do Montante do ajustamento dos CMEC – 1º semestre de 2017". Deste modo, os elementos à disposição da ERSE não lhe permitem, mesmo se de forma previsional, incluir uma estimativa para a parcela de acerto da revisibilidade anual de 2017.

A.4. REPARTIÇÃO DOS CIEG POR NÍVEIS DE TENSÃO OU TIPOS DE FORNECIMENTO

A ERSE regista a análise do CT relacionada com a caracterização do impacto dos CIEG na formação das tarifas de Acesso às Redes, tendo por base informação apresentada na proposta tarifária. Apesar de estes custos se encontrarem fora das competências da ERSE, dependendo, maioritariamente, de decisões tomadas pelo Governo no quadro da política energética, a sua evolução e influência na sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional (SEN) são acompanhados de perto pela ERSE, sendo as potenciais consequências associadas às obrigações de pagamento desses custos, pelos utilizadores das rede e consumidores, divulgadas pela ERSE nos documentos de tarifas e em *fora* adequados.

A transparência através da divulgação de informação sobre a evolução dos CIEG é fundamental, num contexto em que estes representam uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às Redes.

D.1. ADITIVIDADE TARIFÁRIA

A aditividade tarifária plena mantém-se como objetivo a atingir, sendo que a ERSE procura anualmente aproximar-se desse objetivo, sempre de forma articulada com a aplicação de outro princípio fundamental, que é o da proteção dos clientes face à evolução das tarifas.

A concretização do objetivo de aditividade plena depende fundamentalmente de duas dimensões: (i) da evolução de preços de cada tarifa por atividade regulada; (ii) da variação máxima permitida para cada preço individual. No contexto da proposta de tarifas e preços apresentada em outubro de 2019, face à variação global da tarifa transitória em BTN (-0,4%), a ERSE estipulou como variação máxima permitida a previsão para a taxa de inflação do ano de 2020 (1,2%).

A diferença de 1,6% entre a variação máxima permitida (1,2%) e a variação global da tarifa transitória em BTN (-0,4%) permite uma aproximação à aditividade tarifária plena na opção tarifária simples, onde se encontram cerca de 85% dos clientes do mercado regulado.

A tarifa de acesso às redes regista em 2020 uma maior volatilidade em alguns preços, devido à necessidade de assegurar uma alocação de CIEG que não distorça os sinais de preço transmitidos pela tarifa de acesso às redes, o que se reflete nos respetivos preços da tarifa aditiva (ver infra ponto E.1). Por este motivo, observa-se o agravamento das distâncias relativas entre a tarifa transitória e a tarifa aditiva para algumas opções tarifárias, como foi identificado pelo CT. Sublinha-se, no entanto, que a decisão final de tarifas para 2020 permitiu minorar estes agravamentos.

Complementarmente ao exercício realizado na proposta de tarifas e preços apresentada em outubro de 2019, a ERSE procedeu aos seguintes ajustamentos adicionais:

1) No caso da opção tarifária simples de BTN< Sazonal, que apresenta a maior distância relativa face à tarifa aditiva, considerar uma variação máxima permitida superior à taxa de inflação prevista. É de sublinhar que no caso desta opção tarifária são os termos de potência, os quais estão abaixo dos respetivos preços da tarifa aditiva, que serão diretamente afetados pelo novo valor de variação máxima. Logo, estando esses valores abaixo do valor considerado eficiente pela tarifa aditiva, uma variação máxima mais alta será menos penalizadora do que seria para outros consumidores (em que os termos de potência são mais altos).

2) Diferenciar, por opção tarifária, o fator de descida aplicado. O fator de descida[16] altera a descida tarifária dos termos tarifários quando as variações são inferiores à variação global em BTN, com o objetivo de compensar os efeitos de limitar a variação máxima de cada preço. A diferenciação do fator de descida por opção tarifária, ao invés da aplicação de um valor único, permitirá minimizar as distâncias face à tarifa aditiva.

Por fim, importa realçar que a ERSE realizou nas tarifas de eletricidade para o ano 2020 uma maior aderência à estrutura da tarifa aditiva, na medida em que algumas diferenças de estrutura das tarifas transitórias face às tarifas aditivas foram corrigidas. No caso de Portugal continental foi implementada uma convergência nos termos de energia das tarifas transitórias em BTN< nas situações em que os termos de

[16] O fator de descida encontra-se previsto no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, e representa um parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços de uma opção tarifária associada à aplicação de tarifas aditivas (artigos 156.º, 159.º e 162.º para Portugal continental, a Região Autónoma dos Açores e a Região Autónoma da Madeira, respetivamente).

energia dependiam do escalão de potência contratada. Nas Regiões Autónomas foi eliminada a diferenciação por opção tarifária nos termos de potência contratada em BTN<.[17]

E.1. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES (TAR)

No que respeita aos comentários do CT sobre a TAR, considera-se oportuno prestar dois esclarecimentos.

Primeiro, a ERSE sublinha que as variações de maior amplitude em alguns preços das TAR decorrem da necessidade de assegurar a coerência de preços, nomeadamente nos termos de energia em vazio entre BTN> e BTE. Na decisão final de tarifas, procurou conciliar-se uma alocação dos CIEG na tarifa de Uso Global do Sistema sem distorção dos sinais de preço entre níveis de tensão e tipo de fornecimento, com a mitigação de impactes tarifários nas tarifas de uso das redes.

Segundo, a ERSE concorda com o CT quando este afirma que a volatilidade observada na tarifa de acesso às redes nos últimos anos tem sido explicada fundamentalmente pela variação da tarifa de Uso Global do Sistema, a qual integra os Custos de Interesse Económico Geral. A ERSE considera que no âmbito daquilo que está na sua estrita esfera de atuação, tem feito um trabalho visível para desagravar a tarifa de Uso Global do Sistema, designadamente pela redução consistente da dívida tarifária após o ano de 2015.

E.2. TARIFA DE ENERGIA (PREVISÕES PARA O CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DO CUR PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES)

A ERSE sublinha que o propósito da implementação de um mecanismo de contratação regulado para o comercializador de último recurso tem, efetivamente, como propósito último conceder maior previsibilidade e estabilidade à tarifa de energia daquele agente regulado. De resto, a possibilidade de instituir este mecanismo já se encontrava acolhida em contexto regulamentar, designadamente no quadro do Regulamento de Relações Comerciais, tendo sido mais recentemente possível concretizar também a vertente de tratamento do mesmo no perímetro tarifário.

Além da previsibilidade e estabilidade que oferece ao contexto de atuação do comercializador de último recurso, o mecanismo agora existente permite igualmente sinalizar ao restante mercado estratégias de cobertura de preço de médio prazo, o que se reflete também na possibilidade de serem, com isso, minimizadas as transições de clientes entre o regime de mercado e o regime regulado, por via da minimização do recurso a contratação pelo CUR na ausência de regime equiparado pelos comercializadores em mercado.

E.3. TARIFAS DE MOBILIDADE ELÉTRICA

Os carregamentos nos pontos de carregamento da rede de mobilidade elétrica não tiveram custos para os utilizadores até novembro de 2018. Após esta data iniciou-se o pagamento de tarifas nos pontos de carregamento rápido. Em abril de 2019, os pontos de carregamento em espaços privados de acesso público passaram a poder, por opção do operador do ponto, estar integrados na rede de mobilidade elétrica e a cobrar o custo de carregamento ao utilizador.

A ERSE concorda com o CT sobre a importância de efetuar a cobrança das tarifas referentes a carregamento de veículos elétricos junto dos seus utilizadores, independentemente do tipo de carregamento, cumprindo-se o princípio de utilizador-pagador. Contudo, esta questão apontada pelo CT depende de decisão que extravasa as competências da ERSE.

E.3.1. TARIFAS DA EGME

As tarifas da EGME assumem em 2020 o valor de zero euros, por não ter sido recebida a informação necessária para efeitos de cálculo dessas tarifas. Neste contexto, a ERSE encontra-se a preparar as normas de reporte de informação financeira da EGME, para o envio de informação por parte desta entidade.

[17] Para mais detalhes sugere-se a consulta do documento de "Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2020".

Atente-se que, em diversas ocasiões, a ERSE procurou obter junto da EGME (anteriormente junto do GOME) a informação necessária para a definição de um modelo de cálculo de proveitos e para elaborar as normas de reporte de informação para aquela entidade, o que, até ao presente, não ocorreu.

Por ser uma atividade nova e com particularidades distintas das restantes atividades reguladas pela ERSE, nos setores situados na esfera da sua atuação, há a necessidade acrescida de conhecer o negócio da EGME para elaborar normas de reporte adequadas às particularidades dessa entidade. Este processo envolverá algumas interações entre a ERSE e a EGME podendo assim decorrer mais algum tempo até à consolidação dos *templates* de reporte.

E.3.2. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA (TAR MOBILIDADE ELÉTRICA)

A ERSE regista os comentários favoráveis do CT relativamente às recentes alterações às tarifas de acesso às redes de energia elétrica aplicáveis à mobilidade elétrica, nomeadamente a distinção entre pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT e em MT. Estas alterações resultam da consulta pública relativa à proposta de Regulamento da Mobilidade Elétrica.

E.4. TARIFA SOCIAL

A ERSE regista o interesse do CT, que acompanha, em que se proceda a uma avaliação dos critérios de aplicação da tarifa social em todo o território nacional, relembrando, contudo, que cabe ao legislador a definição desses critérios de elegibilidade, incluindo a sua alteração pela modificação de termos já empregues ou inclusão de outros critérios (p. ex.de diferenciação geográfica).

Como é do conhecimento do CT, em março de 2019 foi publicado um estudo sobre a aplicação da tarifa social[18], pelo Observatório da Energia, o qual contou com a colaboração da ERSE. A ERSE toma boa nota da recomendação do CT no sentido de revisitar o tema e apresentar elementos que possam ajudar na decisão sobre a manutenção e gestão da tarifa social, em benefício dos clientes vulneráveis.

F. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2020

O CT recomenda que, na fixação final das tarifas, seja considerada uma previsão da procura para 2020 que reflita a informação mais recente, designadamente o consumo registado até novembro de 2019.

Os dados mais recentes de evolução do consumo de energia elétrica, designadamente o valor acumulado do consumo referido à emissão entre janeiro e novembro de 2019, mostram uma quebra em relação ao período homólogo de 2018 de -1,4%. Verifica-se, também, que o consumo mensal acumulado até setembro de 2019 se situava -2,1% abaixo do consumo registado no mesmo período em 2018, mas desde então esta diferença tem-se esbatido, com tendência de aproximação à variação anual que a ERSE estima para 2019, no exercício tarifário de 2020. Neste contexto, a ERSE mantém a previsão definida na proposta de tarifas e preços apresentada em outubro.

Relativamente à Figura 2-2 mencionada no parecer do CT, foi alterada incluindo as mais recentes previsões da REN corrigidas dos efeitos de temperatura.

G. PROCESSO DE EXTINÇÃO DAS TTVCF

Atualmente, o mercado elétrico apresenta níveis aceitáveis de mudança de comercializador, contando com 5,2 milhões de clientes no mercado liberalizado[19]; processos de mudança de comercializador maduros e fiáveis, presença de um leque diversificado de comercializadores e propostas competitivas.

[18] Disponível em https://www.observatoriodaenergia.pt/wp-content/uploads/2019/04/estudo_tarifa_social.pdf.

[19] Nos termos do último Boletim do Mercado Liberalizado, relativo a agosto de 2019.

A ERSE considera que, na presença destes elementos, aliado ao facto do número de consumidores em AT e MT no mercado regulado ser reduzido[20], estão reunidas condições para se concluir o processo de extinção de tarifas nestes níveis de tensão. De salientar que, face à nova Diretiva do mercado interno de energia elétrica, a manutenção da existência das tarifas reguladas deverá ser justificada de forma concreta, devendo estas tarifas responder a uma necessidade identificada.

A ERSE concorda com o CT no que respeita à importância do direito de informação dos consumidores. É fundamental que os consumidores, com antecedência, possam conhecer o regime legal a aplicar após 2020 relativo à extinção das tarifas reguladas, visando assegurar que os consumidores têm de forma atempada, a informação necessária para concretizar a sua escolha de comercializador.

Cabe mencionar, a respeito da extinção de tarifas reguladas de venda a clientes finais, que a ERSE tem contribuído para a informação anual sobre as condições de concretização de mercado interno da eletricidade, desde logo pela submissão de um relatório anual à Comissão Europeia e de informação que integra o relatório anual de mercado efetuado pela ACER (*Market Monitoring Report*), os quais enfocam, com particular detalhe, no desenvolvimento e caracterização do mercado retalhista.

Já no que respeita à referência de uma mensagem clara para o contexto global de mercado quanto à simultaneidade de regimes de tarifa regulada e de tarifa em mercado para fornecimento de clientes finais, reitera-se a referência efetuada a respeito do mecanismo de aprovisionamento do CUR, que as condições de maior previsibilidade e estabilidade, concedem também um sinal mais claro para a atuação dos consumidores em mercado. Na prática, tal estabilização da tarifa de energia do CUR permite igualmente a minimização, como atrás descrito, dos movimentos entre mercado livre e mercado regulado, o que concede aos comercializadores em mercado maior certeza na estruturação da sua atuação em mercado retalhista.

H. EVOLUÇÃO DOS MERCADOS (MERCADO LIBERALIZADO VS. REGULADO)

A ERSE publicou em novembro 2019 o "Relatório sobre os mercados retalhistas de eletricidade e gás natural em Portugal em 2018" o qual caracteriza o regime equiparado. Tendo por base a informação publicada destacam-se os seguintes elementos:

- Durante o ano de 2018, dez comercializadores, cerca de um terço dos comercializadores que atuam em BTN, praticaram um regime equiparado de preços das "Condições de Preço Regulado". No entanto, no final de 2018 somente cinco comercializadores praticavam esta oferta.
- Neste período, foram abrangidos pelo regime equiparado 267 consumidores, que integraram a carteira de comercializadores em regime de mercado, com uma representatividade muito residual no ML (cerca de 0,01%).

Face aos elementos disponibilizados, podemos concluir que a aplicação do regime equiparado não suscitou grande interesse quer por parte dos comercializadores, quer por parte dos clientes.

A ERSE considera que os fatores que poderão justificar essa situação serão a presença de ofertas mais competitivas no mercado liberalizado, face ao valor da tarifa transitória[21], e uma clara identificação de eventuais vantagens inerentes à adesão desta modalidade.

Ainda que a abrangência do regime equiparado tenha sido, no que respeita à transição para mercado regulado estritamente decorrente da existência daquele regime, bastante reduzido em termos proporcionais, a ERSE considera que a ausência de conhecimento quanto ao tratamento legal da situação

[20] Nos termos do último Boletim do Mercado Liberalizado, 2 036 clientes que são grandes consumidores, industriais e pequenos negócios, permanecem no CUR.

[21] Conforme informação constante no Boletim de Ofertas Comerciais de Eletricidade do Simulador de Preços de Energia.

que venha a ocorrer em final de 2020, quando termina o período transitório legalmente estabelecido, acarrete alguma indefinição que se pode refletir, desde logo, na decisão de mudança do mercado regulado para contexto de mercado livre. Por essa razão se refere a previsível observação de um abrandamento do ritmo de mudança entre estes dois segmentos de mercado.

Por outro lado, embora reconhecendo a pertinência do comentário efetuado, a ERSE relembra que a informação obrigatória na fatura, desde logo relativamente a diferenciais de preço entre tarifa de mercado regulado e tarifa do comercializador em regime de mercado, sendo uma obrigatoriedade imposta por legislação específica, pode sinalizar de forma mais direta ou menos expressiva o interesse do cliente em migrar para uma tarifa de mercado, dependendo do preço do próprio comercializador e das condições de formação do preço regulado (que agora se procurou estabilizar e tornar mais previsível).

Por fim, a ERSE regista o interesse em concretizar um balanço, global e abrangente, sobre a aplicação do regime equiparado às tarifas transitórias sendo que alguma informação tem sido disponibilizada nos relatórios de informação do mercado retalhista.

I. REGULAMENTAÇÃO DA LEI N.º 5/2019, DE 11 DE JANEIRO

A Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, veio estabelecer o regime de cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor.

Considera-se que as disposições legais fixadas por este diploma são auto-exequíveis e não carecem, para a sua aplicação, da produção de regulamentação específica por parte da ERSE. Ressalva-se o disposto nos artigos 11.º, n.º 1, alíneas c) e f), no âmbito da eletricidade e gás natural, e no artigo 14.º, no âmbito do GPL e combustíveis derivados de petróleo, que criam verdadeiras obrigações regulamentares.

Assim, no que respeita ao setor elétrico, a que se refere o parecer do CT, não se identifica norma que habilite ou justifique a produção de um regulamento próprio. Na sua relação com a lei, a regulamentação a que o parecer do CT se refere apenas pode desenvolver ou aprofundar a disciplina jurídica constante da lei e, nessa medida, completá-la. Pelo que a proposta de Regulamento das Relações Comerciais unificado clarificará a disciplina regulamentar que se entende por relevante.

J. OLMC

O elevado montante de ajustamentos de 2018 a refletir nos proveitos permitidos de 2020, constante da proposta de tarifas para 2020, apresentada em outubro, foi revertido dada a existência de uma incorreção no reporte de informação real de 2018 por parte do OLMC, que o corrigiu após a publicação da proposta tarifária.

Assim, na versão final de tarifas de 2020, o valor dos proveitos permitidos do OLMC situa-se praticamente ao mesmo nível do ano anterior, tendo em conta que os ajustamentos revistos assumem um valor pouco expressivo.

K. RECONHECIMENTO DE PROVEITOS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Como ponto prévio, importa referir que a matéria em apreço é colocada no âmbito do fornecimento supletivo, sendo que este é o resultado de uma circunstância prévia e que se refere à verificação de incumprimentos de responsabilidades por parte de agentes de mercado, que os inibem de poder atuar como comercializador de energia elétrica.

A análise do parecer do CT suscita da ERSE comentários em três planos distintos, que de seguida se explicitam.

<u>Quanto à natureza específica dos incumprimentos</u>

O parecer do CT menciona a existência de três situações de ativação do fornecimento supletivo de pequenos comercializadores, duas em 2017 e uma em 2019, e a sua expressão nos planos do acesso às

redes e da gestão global do SEN. Mais suscita o CT a questão do tratamento específico de cada uma das referidas situações.

Cabe, a este respeito, mencionar que o contexto que gera a necessidade de se proceder ao fornecimento supletivo e a ocorrência de custos no perímetro do sistema tem necessariamente, sem prejuízo de se observarem princípios comuns para a sua consideração regulatória, um tratamento casuístico em função da atuação de cada comercializador e da verificação que se faça do quadro regulamentar aplicável. Em concreto, o tratamento e a assunção de responsabilidades no âmbito do acesso e no âmbito da gestão global do SEN faz-se à luz do cumprimento das obrigações em perímetros contratuais distintos, por ambas as contrapartes no contrato, o que, só por si, justifica que a repercussão de proveitos possa ser distinta entre atividades e, mesmo dentro de uma mesma atividade, entre comercializadores. Há, ademais, que precisar que a ativação do fornecimento supletivo e a declaração de judicial insolvência, esta com um contorno judicial específico, não ocorrem em momentos simultâneos, nem têm necessariamente que ser associadas.

De tudo decorre que a ativação do fornecimento supletivo pode ter implicações distintas em cada uma das duas atividades sujeitas a tratamento de risco – no limite, um agente de mercado pode ser integralmente cumpridor numa atividade e incumprir responsabilidades na outra.

Por fim, não pode deixar de se atender à vertente de avaliação do cumprimento dos deveres contratuais e regulamentares a que estão sujeitos os operadores de rede (no âmbito do acesso às redes) e o gestor global do SEN. Neste sentido, entende, pois, a ERSE reiterar que o reconhecimento de proveitos aos mencionados operadores regulados é o resultado da análise completa de cada situação em concreto, que permita aferir da sua integral concordância com o conjunto de obrigações regulamentares.

Quanto à definição de um quadro regulamentar completo

A ocorrência destes incumprimentos tem uma expressão regulamentar específica, na medida em que os encargos e responsabilidades que lhes dão origem estão vertidos em contexto regulamentar e contratual – consoante o caso, contrato de uso das redes ou contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema. A exigibilidade aos agentes de mercado de garantias a serem prestadas decorre, por sua vez, da existência de um risco sistémico, que se pretende minimizar.

Neste contexto, cabe referir que a gestão de riscos e garantias no âmbito dos setores regulados assume e assumiu desde sempre, para a ERSE, uma importância significativa, desde logo pelo facto de daí poderem decorrer custos económicos e reputacionais que afetam o funcionamento do mercado.

O parecer do CT, ao aludir a um lapso temporal desde a aprovação do quadro regulamentar (Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico, publicado a 21 de dezembro de 2017) até ao presente, sem a concretização da subregulamentação prevista nesse mesmo regulamento, possibilita uma interpretação, incorreta, de inação da ERSE nesta matéria, que importa clarificar:

- Com a alteração do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico (RRC SE), dada pelo Regulamento n.º 632/2017, de 21 de dezembro, foi alterado o modelo geral de aferição de riscos, tratamento de garantias e ações conexas com estas duas realidades, situação que ocorreu por proposta da ERSE e na sequência de uma pré-consulta, em outubro de 2016, dirigida ao mercado sobre o modelo de riscos e de garantias, para melhor enquadramento do tema nas suas múltiplas vertentes.
- Com a publicação do referido RRC SE, em dezembro de 2017, concretizou-se um perímetro de gestão integrada de garantias, o qual, por proposta da ERSE (que observou um amplo consenso em consulta pública), se atribuiu tal função ao operador da rede de transporte ou a entidade por este designada para o efeito.

- A REN, enquanto operador da rede de transporte, veio suscitar, já no decurso do primeiro trimestre de 2018, a existência de dúvidas quanto à concordância do âmbito de atuação de um gestor integrado de garantias com os termos da concessão de que é detentora. Tal circunstância, estendida à designação de entidade terceira, colocou constrangimentos à concretização do quadro regulamentar e do próprio modelo de gestão integrada de riscos e garantias.
- Atentas às dificuldades de concretização mencionadas e no sentido de obviar rapidamente ao conjunto de insuficiências e constrangimentos identificados, entendeu a ERSE propor e fazer aprovar, após consulta, um quadro transitório de regras (Diretiva 11/2018, de 16 de julho) para a gestão de riscos e garantias. Esta regulamentação transitória procurou estabelecer o essencial dos princípios assumidos na revisão regulamentar de 2017 que não foram prejudicados pela natureza das dificuldades levantadas a respeito da criação do gestor integrado de garantias.
- Paralelamente, a ERSE elaborou e apresentou ao Governo uma proposta de regime legal que permitisse a constituição de um modelo de gestão integrada de riscos e garantias, através de entidade que atuasse com total independência da relação comercial que se pretende assegurar com cada vetor de constituição de garantias existente à data, bem como o reforço das disposições prudenciais relativamente à constituição de agentes económicos como comercializadores de energia, matéria esta que, é consabido, integra não a esfera de competências do regulador.
- Já em 2019, com a publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que alterou o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, veio a consagrar-se a existência legal de um regime integrado de gestão de riscos e garantias no âmbito do SEN, prevendo-se expressamente a figura do gestor integrado de garantias (ao operador definido no n.º 1 do artigo 4.º do Acordo Internacional de Santiago, que criou o MIBEL) e a adoção de regras de gestão prudencial.
- Com a mencionada designação, a ERSE oficiou de imediato a sociedade em causa (OMIP) para que concretizasse a entidade que assumiria a função de gestor integrado de garantias no SEN, o que veio a suceder com a designação da sociedade OMIP, S.A..
- Por fim, na sequência de trabalho técnico preparatório, a ERSE colocou em consulta pública a 29 de novembro passado, uma proposta de regulamentação do regime de riscos e garantias no SEN, que concretiza o contexto legal e regulamentar habilitante.

Pelo atrás exposto, entende a ERSE dever expressar ao CT que o período de 2 anos mencionado como mediando entre a revisão do RRC e o momento atual, não foi, um período omissivo de atuação pela ERSE. Em bom rigor, foi por iniciativa da ERSE que o tema foi inscrito em sede de proposta de revisão regulamentar e que, constatado que o modelo regulamentar previsto no RRC de dezembro de 2017 não se iria poder concretizar, foram proactivamente estabelecidas regras transitórias e elaborada uma proposta legislativa.

<u>Quanto ao conteúdo e alcance da regulamentação a aprovar</u>

O CT, no seu parecer insta a ERSE a adotar regulamentação que complete o regime de gestão de riscos e garantias no SEN, mencionando um conjunto de medidas que a mesma deve, no seu entender, integrar.

A este respeito, é de mencionar a 80.ª consulta pública sobre a matéria, tendo sido solicitado ao CT parecer sobre a mesma. Em acréscimo, entende-se ajustado sublinhar que a proposta colocada a consulta pública é o resultado de um trabalho continuado da ERSE, o que é facilmente compreendido pelo confronto do conteúdo da proposta com (i) o conteúdo da pré-consulta de 2016, (ii) o sentido da revisão regulamentar de 2017 e (iii) das públicas referências ao conteúdo da proposta de alteração legislativa formulada pela ERSE e (iv) da própria regulamentação transitória aprovada em julho de 2018. Necessariamente, a preparação da proposta agora submetida a consulta pública envolveu já um nível e interação com a

entidade designada para atuar como gestor integrado de garantias no SEN, o que, atentos os prazos, se concretizou com um elevado grau de celeridade.

A respeito das medidas elencadas pelo CT, importa destacar que o regime transitório já permitiu implementar normas de contenção de riscos (p. ex. a inibição de constituição de novos clientes em carteiras com situações de insuficiência no cumprimento das obrigações), ou a própria diferenciação de prazos de pagamento. A proposta agora colocada a consulta, beneficiando da experiência entretanto recolhida com a aplicação do quadro transitório de regras, mantém e consolida este tipo de abordagem.

Deve ainda referir-se que, no contexto regulamentar já existente, é entendimento da ERSE que a ocorrência de riscos para o sistema não se deve atribuir a uma menor celeridade no recurso ao fornecimento supletivo – que é praticamente imediato quando, analisado o contexto, se verificam reais condições de impedimento de atuação por parte dos comercializadores –, mas antes do próprio regime de tratamento de riscos, que beneficia, como se sustentou na proposta de revisão regulamentar de 2017, de um perímetro integrado de avaliação e de uma gestão mais eficiente, capaz de contribuir para a deteção precoce dos riscos e ser capaz de os limitar.

Relativamente à proposta de transferência de clientes para fornecimento pelo CUR como medida cautelar, entende a ERSE que, face ao histórico, às medidas vigentes e perspetivadas, às dificuldades de enquadramento legal e regulamentar de tal medida, à perceção adversa sobre o mercado e aos possíveis efeitos na liberalização e na concorrência em prejuízo dos consumidores, as soluções em discussão se afiguram, neste momento, ajustadas ao princípio da proporcionalidade.

Diga-se, ademais, que o setor energético com as suas inúmeras especificidades, não é imune a riscos de mercado tendo sido, por iniciativa da ERSE junto do CEER - Conselho de Reguladores de Energia Europeu, sido criada e lançada durante 2019 uma plataforma para partilha de informação, entre reguladores, sobre falências de comercializadores na área de energia e na qual, os dados registados ainda apenas por quatro países, somam mais de 30 situações de ativação do fornecimento supletivo.

L. PROVEITOS DO CUR

A ERSE, no desempenho das suas funções, está obrigada a cumprir os diplomas legais aplicáveis, bem como as decisões administrativas emanadas pelo Governo que têm impacto nos setores regulados. Sempre que se justifica, a ERSE desenvolve as diligências necessárias, no sentido de obter informação mais recente e concreta sobre as medidas em causa considerando a melhor informação que detém à data.

As observações do CT respeitantes a tarifas e preços de 2019 foram respondidas nos comentários ao parecer do CT de Tarifas e Preços de 2019, tendo a ERSE este ano, optado, por prudência, nem reconsiderar, nem antecipar em sede de ajustamento provisório o pagamento do montante em causa, uma vez que o ajustamento definitivo ocorrerá em 2021. Recorde-se que o valor apontado em 2018 com base em análise do Ministério das Finanças era de 309 milhões de euros.

M.1. ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

A respeito do incentivo ao investimento do aproveitamento hidroelétrico de Foz Tua dos anos de 2018 e 2019, a ERSE só procederá à sua integração no cálculo tarifário após a homologação dos respetivos montantes pelo membro do Governo responsável pela área da Energia e comunicação deste facto pela DGEG. Adicionalmente, só após esta homologação se poderão iniciar os pagamentos do Gestor Global de Sistema ao produtor, pelo que a inclusão destes montantes nas tarifas implicaria a obtenção de um proveito pela atividade de Gestão Global de Sistema antes da obrigação de pagamento aos produtores estar confirmada.

N.I. CORREÇÃO DE PROVEITOS ASSOCIADOS AO ALUGUER DE APOIOS EM BT A EMPRESAS DE TELECOMUNICAÇÕES

Relativamente à devolução às tarifas de proveitos suplementares com aluguer de equipamentos, nos próximos exercícios tarifários a ERSE continuará a avaliar os ganhos reais obtidos pelos operadores com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, com vista à sua devolução aos consumidores.

Em paralelo, a ERSE continua a colaborar com a ANACOM com o objetivo de definir uma metodologia de cálculo da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações, bem como o enquadramento regulatório definitivo aplicável a esta questão. Nos termos do n.º 4 do artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 123/2009 (alterado pelo Decreto-Lei n.º 92/2017, de 31 de julho), compete à ANACOM aprovar, por regulamento, a metodologia a utilizar para a fixação do valor da remuneração a pagar pelas empresas de comunicações eletrónicas como contrapartida pelo acesso e utilização das infraestruturas aptas detidas ou geridas pelas entidades identificadas no seu artigo 2.º, entre as quais se encontram os operadores das redes de distribuição. Este processo considerará a repartição dessa contrapartida entre concedentes, concessionários e consumidores através das tarifas.

N.II. REMUNERAÇÃO DAS INSTALAÇÕES INTEGRADAS NAS REDES INTELIGENTES

A ERSE toma boa nota dos comentários do CT aos parâmetros aplicáveis ao cálculo do incentivo à integração de instalações nas redes inteligentes.

Na determinação destes parâmetros, a ERSE utilizou como ponto de partida a avaliação dos benefícios líquidos patente na mais recente atualização da análise dos custos e benefícios (CBA) da instalação de equipamentos de medição inteligentes[22], que foi divulgada em paralelo com o processo de consulta pública associado ao Regulamento ERSE n.º 610/2019.

Com base nessa análise, procurou-se determinar um intervalo para os valores de benefícios líquidos a partilhar com os ORD BT.

Neste exercício teve-se em conta, um conjunto de dimensões, que, no seguimento do comentário do CT, merecem ser melhor esclarecidas.

Em primeiro lugar, considerou-se a natureza dos benefícios líquidos da integração de equipamentos em redes inteligentes, que se estima, sejam, em grande parte, externos à operação e desenvolvimento da rede de distribuição de energia elétrica em BT propriamente dita, revertendo, naturalmente, para os consumidores de energia elétrica.

Deste modo, por uma questão de equidade e de proporcionalidade, a partilha desses benefícios entre consumidores e ORD BT não poderá ultrapassar o limite de 50%, sendo este limite o majorante do intervalo da partilha, e não o resultado final da análise. Esta intenção de preservar a retenção pelos consumidores de um montante considerável dos benefícios é também sustentada pelos comentários recebidos durante o processo de consulta pública ao Regulamento ERSE n.º 610/2019.

Para além de não ultrapassar o limite máximo de 50%, o valor do benefício líquido a partilhar deverá ser suficiente para incentivar o ORD a investir, sem pôr em causa a neutralidade tarifária.

Para este último objetivo, procurou-se avaliar o valor dos benefícios decorrentes da integração das instalações nas redes inteligentes, tais como as poupanças operacionais, que são diretamente alocáveis à atividade de distribuição. Recorde-se que uma parte significativa dessas poupanças é abatida às tarifas e, consequentemente, partilhada com os consumidores através da aplicação das metodologias regulatórias

[22] Estudo de análise custo benefício da introdução de equipamentos de medição inteligentes de eletricidade previsto na Portaria n.º 231/2013, disponibilizado no âmbito da consulta pública do Regulamento ERSE n.º 610/2019.

(na definição das metas de eficiência e das bases de custos). Se o incentivo for igual ou inferior a estes benefícios, a neutralidade tarifária é garantida.

Finalmente, os parâmetros definidos procuraram também garantir que o incentivo seja suficiente para incentivar a adequada e atempada disponibilização destes serviços pelos ORD BT.

Em suma, tendo em conta que a análise de custo-benefício em causa é baseada em diversos pressupostos e estimativas, a ERSE considera que os valores obtidos para os parâmetros permitem garantir, com uma margem de segurança elevada, que os consumidores se apropriarão de parte substancial dos benefícios gerados pelos serviços incentivados e que os ORD BT retenham benefícios suficientes (por aplicação do incentivo e pelos montantes retidos das poupança operacionais e de desenvolvimento do sistema) que compensam o esforço financeiro dessas empresas na disponibilização dos serviços de redes inteligentes.

A ERSE continuará a avaliar os custos e benefícios associados a estes serviços, de modo a garantir a sua partilha adequada através da definição dos parâmetros deste incentivo nos próximos períodos regulatórios.

N.III. DEVOLUÇÃO DE MAIS-VALIAS OBTIDAS COM A ALIENAÇÃO DE IMÓVEIS

Relativamente à devolução, por parte da EDP D, de cerca de 16,1 milhões de euros referentes a metade das mais valias líquidas obtidas com a venda de imóveis entre 2009 e 2018, o parecer do Conselho Tarifário, no que importa para os efeitos da decisão da devolução das mais valias, expressou apreensão pelo facto de a ERSE ter condicionado a proposta a posições posteriores que os concedentes venham a tomar e, bem assim, com o destino a dar às mais valias. Pelo que, em jeito de conclusão, o parecer do Conselho Tarifário apontou que "*a consideração dos valores em apreço nas tarifas só se deverá concretizar caso exista uma decisão fundamentada nesse sentido, que assegure a necessária certeza jurídica.*"

A ERSE recorda que, no âmbito do processo de reporte para a determinação das tarifas de eletricidade para 2019, a EDP D apresentou, nas contas reguladas reais auditadas para o ano de 2017 datadas de 30.04.2018, o montante de 1973 milhares de euros que propunha devolver às tarifas a título de devolução das amortizações decorridas entre 2012 e 2017, relativas aos imóveis por si alienados nesse período.

A ERSE, no uso do seu poder-dever, promoveu um conjunto de diligências e "*ao invés de se limitar a aceitar a indicação do mesmo [montante a devolver à tarifa] decidiu aprofundar os motivos subjacentes de forma a garantir a plena aplicação do quadro regulatório e legal e assim definir, com segurança, qual o montante que deve ser devolvido à tarifa*".

À data, o Conselho Tarifário, através de parecer emitido em novembro de 2018, manifestou expressamente a sua concordância com a decisão da ERSE e fez constar que aguardava que lhe fosse dado conhecimento da conclusão deste processo.

Nesta sequência, foi possível identificar que, numa situação de inexistência de inventários exaustivos (v.g. que afetassem ativos imobiliários às concessões de distribuição de eletricidade), a alienação dos imóveis, que tinham sido objeto de remuneração pela tarifa até à respetiva alienação, não foi precedida de autorização, tendo o valor das vendas realizadas durante os anos de 2009 e 2018 resultado em mais valias líquidas de 32,2 milhões de euros.

Ora, segundo posição jurídica avalizada recolhida, a ERSE pode e deve decidir a devolução à tarifa de metade das mais valias líquidas realizadas pela EDP D, dando assim sequência à sua proposta tarifária. Assim, dando por reproduzido o exposto na proposta tarifária, atente-se no seguinte:

Primeiramente, a falta de inventariação dos bens, por quem é titular desse dever, não pode conduzir à desconsideração das alienações porque isso significaria que, mesmo sem ter obtido autorização de venda, a EDP D poderia apropriar-se de toda a mais valia líquida realizada, privando simultaneamente a esfera pública de um benefício económico a que tem direito.

Assim, em face de disposições que remetem o benefício para a sede tarifária (revisão de preços), num contexto em que se verifica objetivamente a ausência de qualquer reversão de benefícios para a esfera pública, e seguindo um princípio geral de direito concessório da partilha equitativa de benefícios (*v.g.* artigo 341.º, n.º 1 do Código dos Contratos Públicos), a ERSE deve, no quadro dos seus deveres legais e estatutários, considerar a reversão de tal benefício na fixação de tarifas de eletricidade para 2020, tanto mais que o património alienado foi objeto de remuneração incluída nas tarifas cobradas anteriormente aos consumidores. O que cumpre firmar sem prejuízo de direito que caiba ao próprio do Concedente, nos termos contratuais, ou em casos em que a EDP D alineou bens que haviam originalmente integrado o seu património sem que para tal tenha incorrido em qualquer custo (*v.g.* edifícios das empresas nacionalizadas que vieram a integrar o património da EDP D).

Aquela repartição equitativa, em metade do valor, não deve ser objetada à luz de um pretenso mérito da gestão uma vez que estamos perante a alienação de imobiliário pertencente a concessões (i.e. do estabelecimento, sob cláusula de transferência), fora do objeto concessório (e, inclusivamente, num quadro de vendas sem autorização do Concedente). Ao que sempre acresce que as flutuações dos preços no mercado imobiliário constituem *per se* um fator essencialmente exógeno à atividade da EDP D. Note-se ainda que a EDP D, por efeito desta decisão provisória, e independentemente dos adquirentes, manterá parte do benefício pelas mais valias obtidas.

Naturalmente, precisões posteriores poderão, dentro da mecânica tarifária, conduzir a ajustamentos, nos termos gerais. E, em cúmulo, se vier a ocorrer circunstância que possa determinar a destruição dos efeitos das vendas ou a apropriação para a esfera individual do Concedente de parte dos benefícios que a ERSE fez reverter para as tarifas, tal não deixará de ser refletido em decisões tarifárias futuras. O que, não se podendo excluir abstratamente, tanto mais que qualquer decisão tomada (mesmo pelo Estado-Concedente) também pode ser revertida, não deve paralisar a atividade tarifária quando, como neste caso, tal redundaria objetivamente na privação de um benefício económico dos consumidores que poderia consubstanciar num comportamento omissivo desta Entidade Reguladora.

N.IV.I. CONSIDERAÇÃO DA ENERGIA RECUPERADA NO COMBATE À FRAUDE NO BALANÇO ENERGÉTICO PARA EFEITOS DO CÁLCULO DAS PERDAS

A ERSE concorda com a recomendação do CT, tendo considerado no balanço energético de 2018 o valor de 40,3 GWh relativo a energia recuperada no combate à fraude em 2018, para efeitos do cálculo do valor das perdas e do correspondente incentivo.

Além de considerar a energia recuperada no combate ao consumo ilícito para efeitos do cálculo do valor das perdas e do correspondente incentivo, a ERSE incorporou também esta energia na determinação do correspondente indutor de custos utilizado no cálculo do OPEX da atividade de distribuição de eletricidade em AT/MT[23].

N.IV.II. ADAPTAÇÃO DA LEGISLAÇÃO E REGRAS APLICÁVEIS AO COMBATE À FRAUDE

O CT da ERSE, recomenda no seu parecer a adaptação da legislação e regras aplicáveis ao combate à fraude. O assunto, tem sido acompanhado pela ERSE sem que, até ao momento, tenha sido aprovada nova legislação que reveja e alargue o objeto do Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro.

A ERSE não tem, consabidamente, competência legislativa, mas enquanto entidade reguladora pode formular propostas pelo que, depois de uma reflexão interna realizada em 2019 está em condições de convocar representantes de intervenientes nos setores regulados tendo em vista a reflexão em torno das regras aplicáveis no combate à fraude, incluindo o papel a desempenhar pela entidade fiscalizadora.

[23] Este indutor considera ainda a energia consumida em bombagem pelo centro electroprodutor do Baixo Sabor Jusante ligado em AT.

Assim, no decurso do primeiro semestre de 2020, conforme planeado, será realizado um diálogo regulatório, com diferentes intervenientes dos setores regulados, tendo em vista regras aplicáveis à apropriação ilícita da energia.

N.V. DÍVIDAS DE PEQUENOS COMERCIALIZADORES

A este respeito, reitera-se no essencial, o atrás comentado a respeito da natureza específica dos incumprimentos no ponto II – Especialidade, ponto K, de modo a enquadrar as questões relativas a tratamento específico das dívidas.

Já no que concerne a referências efetuadas a meios de regulação assimétrica, cabe esclarecer que nenhum dos mencionados corresponde a um alargamento do perímetro de risco para o SEN. Em concreto, no caso do prazo de pagamentos, a circunstância de ser estendido o prazo de pagamentos concedido aos comercializadores no contexto dos encargos com o acesso às redes tem como contraponto o aumento do colateral prestado pela extensão do período em crédito. Por outro lado, e ainda a respeito deste tópico, a maior sincronia entre o prazo de pagamento dos encargos com o acesso às redes pelos comercializadores e o prazo de recebimento dos seus clientes, contribui para a redução da pressão exercida sobre a tesouraria daqueles agentes o que, naturalmente coloca menos risco de incumprimento de pagamentos. Estas circunstâncias foram amplamente discutidas no contexto da revisão regulamentar de 2017 e na preparação da regulamentação transitória, não tendo ocorrido dissonância relativamente a esta matéria.

Já no que concerne a normas de inibição de constituição de novos clientes em carteira, cabe mencionar que as mesmas servem justamente como medida de contenção de riscos, sendo delas beneficiários, desde logo, os operadores com os quais os comercializadores constituem responsabilidades.

O.1. CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS – METODOLOGIA REGULATÓRIA APLICADA ÀS EMPRESAS DAS RA

A questão mencionada pelo CT relativa à aquisição de combustíveis pela EEM poderá, em certa medida, também ser extensível à EDA, tendo em conta que as diretivas da *International Maritime Organization (IMO)* estabelecem a obrigatoriedade de utilização, no transporte marítimo, de fuelóleo de teor de enxofre igual ou inferior a 0,5%, a partir de janeiro de 2020. Esta mudança no tipo de fuelóleo a utilizar no transporte marítimo resulta no aumento dos custos de transporte dos combustíveis.

Assim, é intenção da ERSE realizar um estudo de atualização dos parâmetros regulatórios associados à metodologia de aceitação de custos com combustíveis nas Regiões Autónomas, para avaliar a verdadeira dimensão do problema e quais são as alternativas técnica e económicas para a sua resolução.

Face à situação exposta, na próxima revisão de parâmetros com vista ao novo período regulatório a iniciar em 2021, suportados pelo estudo a contratar, serão tidas em conta as alterações ao nível das condições de fornecimento a partir de janeiro de 2020, comprovadamente não controláveis por parte das empresas e que possam pôr em causa o equilíbrio económico-financeiro das mesmas.

O.2. REMUNERAÇÃO DAS INSTALAÇÕES INTEGRADAS NAS REDES INTELIGENTES

Relativamente às instalações integradas nas redes inteligentes das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, a ERSE procurou recolher informação sobre, entre outros aspetos, os custos associados à disponibilização destes serviços e o seu enquadramento no Regulamento n.º 610/2019, tendo mantido interações sobre este tema com as respetivas empresas reguladas dessas regiões.

Contudo, dada a fase ainda inicial de desenvolvimento e aplicação destes serviços na Região Autónoma dos Açores, ou a sua aplicação numa área territorial muito limitada, e com características de implementação muito particulares, no caso da Região Autónoma da Madeira (na ilha de Porto Santo), entendeu-se que seria necessária a recolha e análise de mais informação, decorrente do próprio processo de implementação, antes de, eventualmente, se aplicar um tratamento diferenciado.

A ERSE desenvolverá oportunamente esforços no sentido de recolher a informação necessária a uma atuação ponderada sobre este tema.

P. OPERADORES DA REDE EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO (ORD BT)

Como já expresso em anteriores documentos, a ERSE reconhece a necessidade de definição de um quadro regulatório e normativo que enquadre a atividade dos operadores de rede exclusivamente em BT. Contudo, tendo em conta que se encontram ainda por definir uma série de fatores relativamente ao enquadramento legal e regulatório, associado à possibilidade de participação futura de novos agentes na atividade regulada de ORD em BT, é prematuro estabelecer neste momento um quadro normativo e regulatório que enquadre a atividade dos operadores da rede exclusivamente em BT. Uma revisão do enquadramento regulatório destes operadores apenas se justificará após a clarificação da estrutura da atividade de distribuição em BT que se encontra em curso.

De salientar, ainda assim, que as alterações preconizadas pela ERSE na aprovação das tarifas de acesso às redes aplicáveis aos ORD BT vieram garantir um maior equilíbrio no tratamento dos CIEGs pagos pelos clientes aos ORD BT, garantindo-se a sua transferência ao longo da cadeia de valor e consequentemente a sua devolução ao ORD AT/ MT. Esta alteração permitiu ainda tratar em condições de igualdade os ORD BT no que respeita à faturação das tarifas de acesso às redes, independentemente da modalidade escolhida para efeitos de faturação da energia pelo CUR exclusivamente em BT.

A implementação gradual deste modelo foi efetuada com o objetivo de garantir o equilíbrio económico-financeiro dos operadores de redes exclusivamente em BT. Havendo dificuldades a este nível, os operadores de redes exclusivamente em BT deverão apresentar atempadamente a situação à ERSE, com toda a documentação e informação relevantes para uma adequada análise pela ERSE, de modo a que esta tarifa de acesso às redes para operadores de redes exclusivamente em BT, seja aperfeiçoada em função do universo de consumidores, garantindo-se o equilíbrio económico-financeiro.

No entanto, note-se que na revisão regulamentar de 2017 foi alterada a metodologia de cálculo dos proveitos da atividade de ORD em BT, passando a aplicar-se uma metodologia de *price cap* aplicada aos custos totais (TOTEX). Tal como referido no documento justificativo que acompanhou a revisão regulamentar de 2017, um dos motivos para esta alteração de metodologia regulatória foi precisamente permitir, dentro da antecipação possível, melhor adequar o quadro regulamentar às alterações organizativas perspetivadas para a atividade de distribuição de energia elétrica em BT.

No que se refere à necessidade de monitorizar a atividade de distribuição dos operadores exclusivamente em BT, esta decorre naturalmente das responsabilidades da ERSE enquanto regulador, que incluem garantir o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas, desde que geridas de forma eficiente.

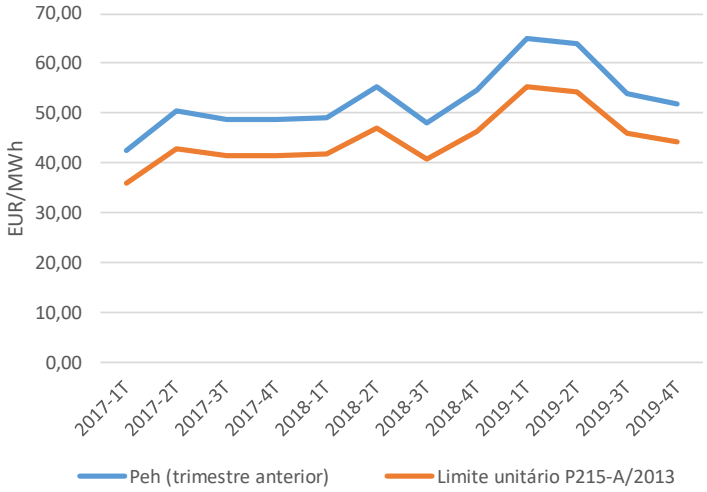
Q. REGIME DE INTERRUPTIBILIDADE

Em relação às evoluções do modelo de prestação do serviço de interruptibilidade previstas na Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, a ERSE não foi consultada, nem teve conhecimento de quaisquer desenvolvimentos recentes sobre esse tema.

A propósito do acréscimo dos custos com interruptibilidade repercutidos nas tarifas de 2020 que são referidos pelo CT, refira-se que a variação dos custos do serviço de interruptibilidade incluídos em tarifas 2020 face ao valor incluído em tarifas 2019 deve-se, principalmente, ao ajustamento dos valores considerados nas tarifas 2018, com base em dados reais, e ao incremento dos custos decorrentes da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, de 1 julho, previstos pela REN. No que diz respeito a estes últimos custos, salienta-se que o seu crescimento significativo decorre da atualização de um parâmetro dependente do preço da energia elétrica no mercado (P_{eh}), que é definido trimestralmente no *Boletín Oficial del Estado* de Espanha, para o qual a Portaria n.º 215-A/2013 remete. Assim, a evolução dos preços de mercado também se reflete nos custos com interruptibilidade repercutidos nas tarifas. A evolução deste

parâmetro em 2018 e 2019 é ilustrada na figura seguinte, observando-se aumentos substanciais nos trimestres de 2019 em relação aos trimestres homólogos de 2018.

Figura 1 – Evolução do limite do valor unitário da interruptibilidade, ao abrigo da Portaria 215-A/2013



Finalmente, no que diz respeito à consideração proposta pelo CT destes custos como CIEG[24], a natureza dos custos da interruptibilidade tem justificado que estes não tenham sido englobados no conjunto de custos suportados pelos consumidores de energia elétrica que, desde 2006, foram caraterizados pela ERSE como CIEG. Em sede de revisão regulamentar prévia à fixação de parâmetros para um novo período regulatório que ocorrerá em 2020, poderão ser reequacionadas quais as rúbricas a integrar em CIEG.

R.1. PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

O CT menciona, no seu parecer, que a ERSE não avançou uma justificação para aceitação do preço para o restabelecimento urgente do fornecimento de energia em BTE (nos termos e prazos previstos no RQS), que sofre efetivamente uma evolução de cerca de 167%.

A ERSE reconhece a pertinência do comentário concreto. Assim, cabe referir que:

1. A proposta efetuada pelas empresas e a justificação genérica da ERSE para a definição destes preços é ancorada na aderência aos reais custos subjacentes a cada uma das atividades, pelo que este é o referencial base de justificação do preço concreto atrás referido;
2. A observação de que o preço deste serviço em particular, nos anos anteriores, se encontrava clara e objetivamente desfasado dos preços equivalentes para fornecimento em BTN e dos próprios custos com a interrupção e restabelecimento em BTE, constitui um elemento de iniquidade que entendeu a ERSE dever corrigir.
3. De facto, o preço adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia em BTE para 2019 situava-se nos 15,89 euros, enquanto na BTN este valor era já de 29,14 euros. Este ano foram aceites as atualizações desses preços de 30,59 euros para BTN e de 42,37 euros para BTE, entendendo a ERSE que a situação de a aderência aos custos reais apresentados pelas empresas, bem como a iniquidade identificada e mencionada no parágrafo anterior ficam, deste modo, solucionadas.

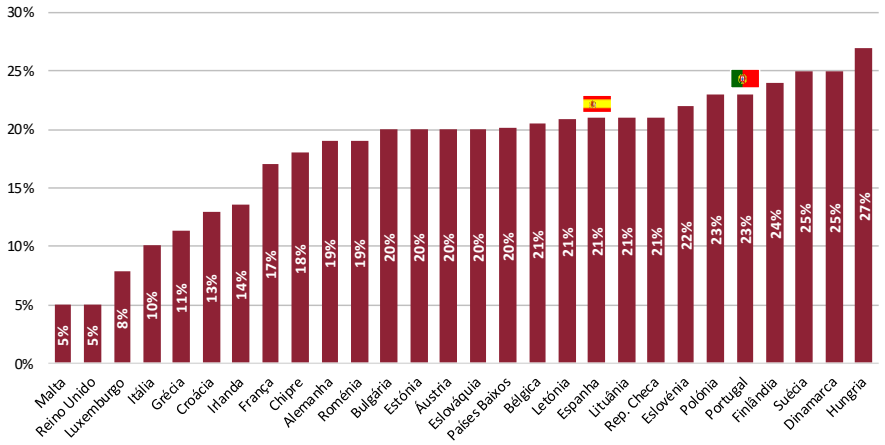
[24] Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

T.A. TAXA DE IVA NA FATURA DE ELETRICIDADE

A ERSE regista a posição do CT, que considera que a taxa reduzida de IVA é a única que se afigura coerente aplicar a um serviço público essencial.

Conforme se observa na figura seguinte, que apresenta o IVA aplicável nos fornecimentos de eletricidade nos vários países da União Europeia (UE), no 1.º semestre de 2019, Portugal encontra-se entre os países da UE com a taxa de IVA mais elevada. Saliente-se que a maioria dos países da UE aplica a taxa de IVA máxima (entre 19% e 27%)[25]. No conjunto de 28 países da UE apenas 3 países aplicam taxas reduzidas de IVA ao fornecimento de eletricidade, situadas entre os 5% e 8%.

Figura 2 – Taxa de IVA aplicável ao fornecimento de eletricidade na UE



Fonte: Eurostat

T.B. CONTRIBUIÇÃO PARA O AUDIOVISUAL (CAV)

A ERSE regista a posição do CT, que considera que a Contribuição para o Audiovisual não deve ser cobrada através da fatura de eletricidade. Como é reconhecido pelo CT a ERSE não detém competências materiais que lhe habilitem alterar o regime legal da CAV. Neste enquadramento, a ERSE tem privilegiado os aspetos de comunicação com os clientes, designadamente através da fatura. Ou seja, sem prejuízo do regime legal associado à cobrança da CAV, é fundamental que a fatura transmita de forma correta e transparente os custos e a que estão os mesmos associados.

T.C. SALDOS DE GERÊNCIA

Nos termos da Lei-Quadro das Entidades Administrativas Independentes com funções de Regulação da Atividade Económica dos Setores Privado, Público e Cooperativo aprovada pela Lei n.º 67/2003, de 28 de agosto, na redação vigente, e dos Estatutos da ERSE, os saldos de gerência devem reverter a favor dos clientes de eletricidade e gás natural, através da dedução dos saldos à tarifa de acesso, na proporção das contribuições cobradas.

Em virtude do exposto, mas atendendo às normas sobre a execução orçamental aprovadas, a ERSE tem sucessivamente levado a cabo diligências, junto do Ministério das Finanças e da Secretaria de Estado do Orçamento, de modo a concretizar a reversão do saldo de gerência acumulado a favor dos clientes de eletricidade e gás natural.

[25] De acordo com a lista das taxas IVA aplicáveis nos Estados-Membros europeus, publicada pela Comissão Europeia, referência: Taxud.c.1 (2019) – EN.

Em dezembro de 2018, no seguimento do Despacho do Secretário de Estado do Orçamento n.º 2279/2018, de 26 de dezembro, foi autorizada a devolução dos saldos de gerência da ERSE até ao limite de 3 milhões de euros para a aplicação nos termos do n.º 6 do artigo 50.º dos Estatutos da ERSE, com dispensa da regra do equilíbrio orçamental, o que foi devidamente concretizado.

No decurso de 2019 a ERSE já formalizou novo pedido que permitisse operacionalizar nova transferência do saldo de gerência acumulado a favor dos clientes de eletricidade e gás natural sem que, todavia, tivesse sido produzido até ao momento qualquer novo despacho que o autorize.

T.D. FONTES DE FINANCIAMENTO DO SEN CONSTANTES DA PROPOSTA DE ORÇAMENTO DO ESTADO (OE) 2019

A ERSE regista os comentários do CT relativos à efetiva concretização das medidas mitigadoras incluídas nas tarifas de cada ano. Consciente da importância que a concretização dessas medidas representa para a sustentabilidade económica do SEN e, tal como já mencionado em respostas anteriores, a ERSE tem realizado as diligências junto do Governo no sentido de que tais medidas sejam conhecidas com a maior antecedência de forma a que a sua inclusão nos cálculos tarifários esteja assente num despacho concreto e não numa previsão. Sucede que, por circunstâncias variadas, entre as quais a fixação tarifária ser anterior ao fim do ano civil, à aprovação do Orçamento Geral do Estado e a alguns prazos legais, tal nem sempre é possível, razões pelas quais a ERSE modela as suas previsões de acordo com os princípios da cautela e da prudência.

◆ Quantificação dos efeitos na proposta de tarifas para a energia elétrica em 2019 do Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [26]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT os documentos:

- Despacho_Repartição CESE vf (RT-2018-4255) [27];
- Quantificação dos efeitos, na proposta de tarifas para a energia elétrica em 2019, do despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais [28].

Assim, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO

1. O CT emitiu parecer em 15/novembro/2018 sobre uma proposta de tarifas e preços para 2019.
2. O CT tomou, entretanto, conhecimento do despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais, que estabelece os valores da contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE) que terão impactos tarifários para 2019.
3. O citado despacho estabelece:
   a. A sustentação legal dos valores que revertem para as Tarifas de Energia Elétrica para 2019 e respetiva decisão;
   b. A forma de repercussão dos referidos valores;

   e ainda que:

   c. As regras ali previstas devem ser repetidas para a determinação das tarifas de 2020, de modo a contribuir para a efetiva estabilidade tarifária nas tarifas de acesso à rede.
4. O CT considera ser de relevar a clareza do referido Despacho e ainda o compromisso presente e futuro do Governo na implementação de medidas que contribuem efetivamente para a almejada estabilidade tarifária.
5. Com efeito, o CT tem recorrentemente vindo a alertar para a necessidade de ser assegurado que o valor global relativo aos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) deve ser reduzido de forma

[26] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

[27] Despacho do Ministro do Ambiente e da Transição Energética, Secretário de Estado do Orçamento e Secretário de Estado dos Assuntos Fiscais.

[28] Quantificação dos efeitos na proposta de tarifas para a energia elétrica em 2019.

sustentada, sem acréscimos de novos sobrecustos, sob pena de se voltar a comprometer a trajetória e sustentabilidade do setor e dos seus agentes.

II

GENERALIDADE

1. O CT relembra que nos seus pareceres desde 2015 tem vindo a alertar para a ausência reiterada de transferências das verbas do Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE), criado pelo Decreto-Lei nº 55/2014, de 9 de abril.
2. Ao montante acumulado das transferências em falta, foram suportados adicionalmente pelos consumidores os respetivos juros, bem como os juros inerentes ao serviço da dívida tarifária que entretanto não foi abatida.
3. O CT, solicita à ERSE que proceda à explicitação dos montantes efetivamente transferidos, desde 2015, e os que se esperava que fossem transferidos, tendo igualmente em conta os montantes resultantes do despacho em análise.
4. É expectativa do CT que, da manutenção destas regras para as tarifas de 2020, conforme Despacho, se concretize a regularização das transferências do FSSSE.
5. No documento da ERSE que quantifica os impactes da receita da CESE e dos leilões no âmbito do CELE, é igualmente relevado: "*Os valores apresentados nos quadros seguintes não integram quaisquer outras alterações, nomeadamente, alterações resultantes das recomendações do Conselho Tarifário no seu Parecer sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019".*
6. O CT reconhece que a internalização quer do Despacho quer de recomendações do CT, obriga a ERSE à alteração consistente da Proposta de Tarifas e Preços de Energia Elétrica para 2019.
7. De acordo com o Despacho, o montante de 189M€ deve ser alocado à diminuição dos CIEG, a saber:
   a. 50 M€ na rubrica do sobrecusto com a produção em regime especial renovável a repercutir na tarifa de uso global do sistema aplicável aos clientes finais e comercializadores em 2019;
   b. 139 M€ na rubrica do sobrecusto com a produção em regime especial renovável a repercutir na tarifa de uso global do sistema em 2019 aplicável aos clientes finais e comercializadores, distribuído, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, de acordo com as percentagens seguidamente indicadas:
      i. MAT: 0,00%;
      ii. AT: 0,00%;
      iii. MT: 0,00%;
      iv. BTE: 0,00%;
      v. BTN>: 0,00%;
      vi. BTN<: 100,00%.
8. O despacho referido tem como consequência uma redução adicional de 6 p.p. nas tarifas de acesso às redes de BTN, para 2019. O impacte nos restantes níveis de tensão é nulo. Obtém-se, assim, uma variação das tarifas de acesso às redes em BTN de - 17,1%, preservando-se a variação tarifária de - 11,1% nos restantes níveis de tensão.

Figura 1 – Variação das tarifas de acesso às redes em 2019

	Proposta CT 15/10/2018	Proposta CT com Despacho	Δ Tacesso
MAT	-11,1%	-11,1%	0,0%
AT	-11,1%	-11,1%	0,0%
MT	-11,1%	-11,1%	0,0%
BTE	-11,1%	-11,1%	0,0%
BTN	-11,1%	-17,1%	-6,0%

9. Em Portugal continental esta alteração nas tarifas de acesso às redes consubstancia-se numa variação de 3,6 p.p. nas tarifas transitórias de venda a clientes finais de BTN, para 2019:

Figura 2 – Variação das tarifas transitórias de venda a clientes finais em Portugal continental em 2019

	Proposta CT 15/10/2018	Proposta CT com Despacho	Δ TVCF
AT	0,1%	0,1%	0,0%
MT	0,1%	0,1%	0,0%
BTE	0,1%	0,1%	0,0%
BTN	0,1%	-3,5%	-3,6%

10. O impacto nas tarifas de venda a clientes finais nas Regiões Autónomas, para 2019, representa-se de seguida:

Figura 3 – Variação das tarifas de venda a clientes finais na Região Autónoma dos Açores em 2019

	Proposta CT 15/10/2018	Proposta CT com Despacho	Δ TVCF
MT	2,0%	0,0%	-2,0%
BTE	2,0%	-0,3%	-2,3%
BTN	2,0%	-0,6%	-2,6%

Figura 4 – Variação das tarifas de venda a clientes finais na Região Autónoma da Madeira em 2019

	Proposta CT 15/10/2018	Proposta CT com Despacho	Δ TVCF
MT	2,0%	0,2%	-1,8%
BTE	2,0%	-0,2%	-2,2%
BTN	2,0%	-0,6%	-2,6%

11. O CT lembra a repartição dos CIEG por níveis de tensão ou de fornecimento em especial no que concerne aos sobrecustos da Produção em Regime Especial (PRE) decorrentes do Decreto-Lei 90/2006, de 24 de maio:

"*Art.º 1º*

a) *O diferencial é alocado por escalão de tensão (MAT, AT, MT, BTE e BTN incluindo IP) de forma diretamente proporcional ao número de clientes ligados à rede elétrica em cada escalão;"*

b) *Com vista a promover a eficiência energética, o diferencial alocado em cada escalão de tensão é repartido pela quantidade total de energia consumida por todos os clientes ligados nesse escalão e imputado aos respetivos clientes por unidade de energia consumida;*

c) *Excetuam-se da aplicação das alíneas anteriores os clientes em baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA."*

12. Adicionalmente, o CT considera adequada a proporção dos volumes financeiros revertidos para os consumidores de BTN ≤20,7kVA, segmento de consumidores residenciais e de micro e pequenas empresas que têm vindo a suportar 98% dos sobrecustos da PRE (DL 90/2006).
13. O CT teria também apreciado a apresentação dos impactos em todas as opções tarifárias decorrentes da aplicação do despacho por forma a ter uma visão mais precisa da sua repercussão.
14. No seguimento de anteriores recomendações, o CT reitera a necessidade da ERSE continuar a desenvolver iniciativas tendentes à aplicação integral do modelo de regulação em vigor à atividade dos ORD exclusivamente em BT e à apresentação de contas reguladas por estes agentes do setor elétrico.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera correta a transposição do despacho por parte da ERSE, e recomenda que sejam integradas as recomendações deste parecer.

Aprovado em 11 de dezembro de 2018.

◆ Resposta da ERSE ◆

I

ENQUADRAMENTO

A ERSE concorda com o CT sobre a importância do compromisso futuro na implementação de medidas que contribuem efetivamente para a estabilidade tarifária, conforme previsto no Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais, de 29 de novembro.

Com efeito, as medidas mitigadoras com caráter sistemático, cujas receitas são alocadas à diminuição das tarifas, são neutras a médio prazo para efeitos tarifários, por não implicarem variações no nível de proveitos permitidos nos anos subsequentes à sua aplicação.

Em contrapartida, as medidas mitigadoras com caráter extraordinário, cujas receitas são alocadas à diminuição das tarifas, ao diminuírem os proveitos permitidos apenas num determinado ano, geram um agravamento tarifário da mesma dimensão nos anos subsequentes, porque nesses anos os proveitos permitidos são repostos para o nível que se verificava antes da aplicação da medida em causa.

Assim, é de relevar a disposição do referido despacho que estabelece que as regras nele previstas, relativas à alocação da receita proveniente da contribuição extraordinária sobre o setor energético, devem ser repetidas para a determinação das tarifas de 2020, no quadro da expectativa de manutenção e eventual reforço das receitas que revertem às tarifas de 2019.

II

GENERALIDADE

A disposição referida no ponto anterior é por demais necessária, quando, como refere o CT, até à data, a grande maioria dos montantes contemplados nas tarifas associados a transferências previstas de verbas do Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Elétrico (FSSSE), porque não foram entregues ao SEN apesar de previstos, tiveram que ser devolvidos pelos consumidores, com juros.

O quadro abaixo ilustra esta situação, já incorporando os montantes incluídos em tarifas de 2019 relativos ao recente despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais, de 29 de novembro. Este despacho deduz 189 milhões de euros aos custos de interesse económicos geral, que se subdividem em 35 milhões de euros relativos a um adicional do produto da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa e em 154 milhões de euros de transferências do FSSSE. O quadro apenas contempla este último montante.

	Tarifas 2014	Tarifas 2015	Tarifas 2016	Tarifas 2017	Tarifas 2018	Tarifas 2019 (1)
Montante previsto de transferências do FSSSE para os CIEG do ano	0	50 000	50 000	50 000	0	154 000
Transferências ocorridas do FSSSE para os CIEG do ano	0	0	5 000	24 212	-	-
Desvio de faturação do ORT em virtude da não concretização das transferências e recuperado dois anos depois (ex: desvio de 2016 é recuperado em tarifas de 2018)	0	-50 000	-45 000	-25 788	-	-

(1) Valor previsto de transferências do FSSSE com base no Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais, de 29 de novembro de 2018.

◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*."[29].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Nos termos do n.º 5 do art.º 5º do Regimento Interno o CT procedeu à audição, em 17 de outubro de 2018, de: Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) – Eng.º Paulo Tomás

No decurso da elaboração deste parecer, o CT solicitou à ERSE um conjunto de esclarecimentos, prestados em 02/novembro/2018.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "*Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019*" cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Assim, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

A. Comunicação dos Impactos Tarifários

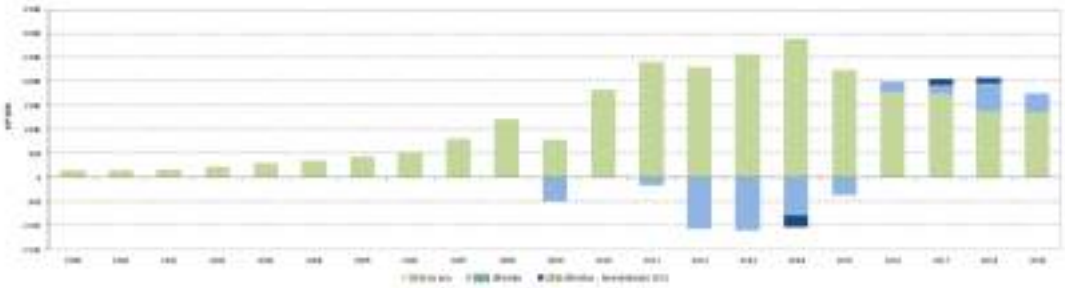
1. O comunicado e o dossier de imprensa emitidos pela ERSE em outubro de cada ano, sobre a proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica, constituem a única informação disponível para os consumidores até o processo de fixação de tarifas e preços estar devidamente concluído. O CT reitera o exposto em pareceres anteriores, de que seria benéfico para o esclarecimento do universo de consumidores, que estes documentos, para além de refletirem a evolução tarifária do mercado regulado no continente, fossem complementados com a variação tarifária prevista para as regiões autónomas (RA).
2. Releva-se que as tarifas das RA são integralmente reguladas e aplicadas à totalidade dos consumidores destas regiões. Este facto, no entendimento do CT, deveria motivar o esclarecimento da evolução tarifária prevista para as RA que, em 2019, assume relevante importância quando se constatam variações tarifárias muito distintas entre as tarifas do CUR no continente (+0,1%) e as tarifas das regiões autónomas (+2,0%).

B. Evolução dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG)

1. No que respeita à evolução dos CIEG, o CT constata uma estabilização dos montantes de base face a 2018 (redução de 1,4%). O impacto global para a fixação de tarifas de 2019, considerando o alisamento do diferencial de custo da Produção em Regime Especial (PRE) e as medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados, cifra-se numa redução de 14,5% face ao ano anterior, conforme o quadro em baixo reproduzido.

[29] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

Figura 0-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999



Fonte: ERSE

2. Esta variação dos CIEG decorre essencialmente da conjugação de dois efeitos de sentido oposto: por um lado, uma relevante redução dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) fruto da devolução de valores pagos no passado e, por outro lado, estimativas em alta dos sobrecustos de PRE bem como ajustamentos provisórios e definitivos do passado.

3. O peso dos CIEG na formação das tarifas de acesso às redes (TAR) mantém-se uma preocupação do CT, uma vez que, consoante o nível de tensão, pode significar entre 54% e 71% das TAR (com mais detalhe no quadro abaixo), em linha com os pesos dos anos anteriores.

Quadro 4-31 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral em 2019

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	71%
AT	65%
MT	57%
BTE	58%
BTN > 20,7 KVA	54%
BTN ≤ 20,7 KVA	65%

Fonte: ERSE

4. O CT reitera a necessidade de ser assegurado que o valor global referente aos CIEG não voltará a aumentar nos próximos anos, sob pena de se voltar a comprometer a trajetória e sustentabilidade do setor e dos seus agentes.

C. Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)

1. Os CMEC estão definidos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, e pelo Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro, diplomas que estabelecem que a cessação de cada Contrato de Aquisição de Energia (CAE) confere aos seus contraentes, REN ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respetiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária.

2. Esta compensação visa garantir a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados caso não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado.

3. Cabe à ERSE publicar o valor da parcela fixa dos CMEC e assegurar que este montante seja repercutido na faturação da tarifa de Uso Global do Sistema por todas as entidades da cadeia de faturação do setor elétrico.

4. A Lei do Orçamento de Estado para 2017 determinou que fosse efetuado pela ERSE um estudo sobre o apuramento do valor do ajustamento final dos CMEC.

5. O estudo da ERSE, entregue em Setembro de 2017 ao governo, mas não tornado público, foi acompanhado de um comunicado de imprensa[30] onde se referia que foi apurado um valor de ajustamento final dos CMEC de cerca de 154M€ a pagar ao produtor durante os próximos 10 anos, a que acresce uma parcela fixa anual de 67,5M€, valores homologados por despacho do Secretário de Estado da Energia de 23 de abril de 2018.

6. Por outro lado, no seu documento de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2019, a ERSE menciona os despachos do Secretário de Estado da Energia de 29 de agosto de 2018 e de 4 de outubro de 2018, aos quais o CT não teve acesso, onde se declara a *"nulidade dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC e, consequentemente, dos respetivos atos homologatórios, na parte, e apenas na parte, em que ponderou aspeto inovatório, aí identificado, relativo ao fator referente à disponibilidade das centrais em causa, nulidade que, para evitar interpretações díspares, e com os fundamentos então explanados, expressamente se declara."*

7. O montante apurado referente aos CMEC a devolver aos consumidores, no que respeita à remuneração pelos coeficientes de disponibilidade, foi fixado, no referido despacho, no valor de 285M€.

8. No mesmo documento a ERSE refere também que a devolução por via tarifária será feita anualmente até ao nível que garanta a neutralidade tarifária dos pagamentos dos CMEC, através das parcelas de acertos e de alisamentos.

9. Neste âmbito, a ERSE propõe nas tarifas do ano de 2019 se repercuta 90,168 M€, conforme o quadro que abaixo se reproduz.

Quadro 4-42 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2019

	Ano 2019
Parcela Fixa	
Renda anual - valor inicial	67 500
Desvios faturação	-244
Renda anual - ajustamento final	22 437
Desvios faturação	-60
Parcela de Acerto	
Devolução de valores do passado	-90 160
Desvios faturação	663
Parcela de alisamento	
Desvios de faturação	-494
Total	**-225**

10. Em suma, a ERSE calculou os montantes devidos pelos CMEC em 2019:

[30] Cf. Comunicado da ERSE de 29-09-2017.

Parcela fixa dos CMEC - renda anual relativa ao valor inicial dos CMEC

A Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro, procedeu à redução da taxa nominal aplicável ao cálculo da anuidade da parcela fixa dos CMEC de 7,55% para 4,72%, com efeitos a 1 de janeiro de 2013, o que originou a alteração da anuidade de 81 185 m€ para 67 532 m€.

a. Parcela fixa dos CMEC - renda anual relativa ao ajustamento final dos CMEC

Não tendo havido revisão do quadro legal aplicável no sentido de aproximar a taxa de capitalização a utilizar no cálculo da renda do ajustamento final à taxa utilizada para descontar os *cash flows* do ajustamento final (de 2,04%), para 2019 o valor da renda anual foi calculado utilizando a taxa de 4,72% (de acordo com o estipulado no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro), passando a anuidade do ajustamento final dos CMEC para 18 949 m€ ao invés de 16 452 m€. Esta parcela para 2019 inclui adicionalmente o acerto de juros do 1º semestre de 2017 e do ano de 2018 decorrente da alteração da taxa de juro, perfazendo o montante de 22 637 m€.

b. Parcelas de Acerto

Assim, tendo os atos homologatórios anualmente praticados entre 2007 e 2014 sido declarados parcialmente nulos pelo órgão administrativo competente, determinou-se o montante a aplicar em 2019 igual à soma das duas parcelas anteriores de forma a materializar a "neutralidade financeira" procurada.

11. O valor final apurado de 225 m€, a devolver aos consumidores, reflete os desvios de faturação dos CMEC ocorridos no passado.

12. A ERSE refere ainda que não foi incorporada a parcela de acerto da revisibilidade anual de 2017, decisão sobre a qual o CT gostaria de obter esclarecimentos.

13. Assim, o CT recomenda que no documento final de tarifas e preços para 2019, a ERSE apresente um capítulo específico dedicado aos CMEC apontando em particular os movimentos, valores, datas, rubricas e decisores responsáveis, com uma indicação explicita do que resulta de compensações do passado (2007-2017) e explicitação dos montantes a reconhecer até 2027.

14. No já mencionado comunicado da ERSE, é referido que *"a introdução do regime dos CMEC possibilitou a passagem para um quadro menos exigente para os detentores dos centros electroprodutores do que o regime dos CAE, com um acréscimo de custo acumulado que se estima em cerca de 510 milhões de euros".* Para um cabal esclarecimento, o CT recomenda que seja clarificado o que foi decidido quanto a esta parcela, dado que tal não é possível apurar com a documentação fornecida.

15. O CT constata ainda que, de acordo com o Quadro 4-16 da Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019 e o Quadro 4-42 do Anexo dos Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2019 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico, os montantes da renda anual do valor inicial dos CMEC e da renda anual referente ao ajustamento final se encontram agregadas na mesma componente (Parcela Fixa).

16. O CT considera que este procedimento é contrário ao que está determinado no nº 5 do artigo 5º do DL nº 240/2004, de 27 dezembro, que determina que *"a tarifa UGS integra, através da componente designada por parcela de acerto […] os encargos correspondentes ao ajustamento final positivo das compensações devidas aos produtores pela cessação antecipada dos CAE"*. Neste contexto, o CT recomenda que o documento final das tarifas incorpore o valor do ajustamento final numa nova coluna incluída na Parcela de Acerto.

17. De acordo com o Quadro 4-16 da Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019, a devolução de valores do passado encontra-se atribuída à EDP Distribuição, o que também não está de acordo com o definido no DL nº 240/2004, de 27 dezembro.

18. Com efeito, a responsabilidade pela devolução deste montante é da EDP Produção, uma vez que, conforme se pode constatar no artigo 6.º do DL nº 240/2004, de 27 de dezembro, e no artigo 277.º do Regulamento de Relações Comerciais, que definem o processo de faturação e cobrança da parcela fixa e da parcela de acerto, cada produtor transaciona com a entidade concessionária da RNT as quantias mensais referentes aos CMEC, efetuando esta entidade o mesmo procedimento com os operadores das redes de distribuição.

D. Interruptibilidade

1. A gestão da interruptibilidade em todas as vertentes, administrativa, técnica e operacional, é atribuída ao Operador da Rede Nacional de Transporte (REN) na qualidade de Gestor Global do Sistema (GGS).

2. Para possibilitar à REN dar uma resposta rápida e eficiente a eventuais situações de emergência ou outras que contribuam para a segurança de abastecimento, os consumidores prestadores deste tipo de serviço necessitam de cumprir:

   a. O Contrato de Adesão ao Serviço de Interruptibilidade, ao abrigo da Portaria n.º 592/2010, de 29 julho;

   b. As condições do Procedimento do Sistema de Comunicações, Execução e Controlo do Serviço de Interruptibilidade, publicado pela ERSE em dezembro de 2010, que permitem manter permanentemente ativos:

      i. A ligação à rede de telecomunicações de segurança;

      ii. A atuação da REN na instalação do consumidor aderente ao serviço, através do sistema de comunicação execução e controlo de interruptibilidade (SCECI).

3. Estas condições técnicas permitem à REN aplicar, quando necessário, a interrupção ou redução de consumo estabelecidos no contrato, correspondendo ao seguinte tipo de situações:

Tipo	Pré-aviso mínimo	Duração total máxima
1	Duas horas	Doze horas.
2	Duas horas	Oito horas.
3	Uma hora	Três horas.
4	Cinco minutos	Duas horas.
5	Zero minutos	Uma hora.

4. Para comprovação da existência das condições operacionais referidas, a REN efetua os testes previstos no art.º 4º - A da Portaria n.º 200/2012, de 2 de julho, que limitam a remuneração da interruptibilidade às empresas que se revelarem aptas à prestação do serviço.

5. De acordo com o relatório anual da REN relativo à "Prestação do serviço de interruptibilidade em 2017", estavam habilitadas a prestar o serviço de interruptibilidade 49 instalações consumidoras, duas das quais com o contrato suspenso por motivo de força maior.

6. Em 2018, das 45 instalações consumidoras testadas até setembro, de acordo com a REN, apenas 1 não cumpriu as condições requeridas.

7. A Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, prevê ainda ajustar o modelo do serviço de interruptibilidade ao MIBEL, adotando soluções concorrenciais que impliquem a redução global de custos e estimulem a livre concorrência, processo este de que o CT desconhece qualquer desenvolvimento até ao momento.

8. A ERSE prevê um montante global de 109,3 M€[31] para os custos com interruptibilidade em 2019, incluindo neste valor 29,3 M€ de estimativa para a variação do custo do serviço de interruptibilidade, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, prestado no ano de 2018.

9. No parecer de 2017 o CT salientou que no âmbito da implementação da Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, não tinha sido apresentado o novo modelo previsto no art.º 3.º da mesma, assim como recomendou que na próxima fixação de tarifas e preços fosse explicitado o impacto da aplicação desta Portaria, constatando a ausência dessas informações na presente proposta.

10. O CT releva que os custos com interruptibilidade previstos para as tarifas de 2019, encerram um acréscimo de 6,14% quando comparados com o valor real de 2017, o que confirma a não implementação das medidas previstas na Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro.

Unid. Milhões de euros

	2013	2014	2015	2016	2017
Custos com interruptibilidade	101,9	101,9	109,9	103,9	103,0

Fonte: ERSE, Documentos de Proveitos permitidos e ajustamentos para 2015, 2016, 2017, 2018 e 2019

11. Como evidenciado pelo CT no seu parecer de 15/novembro/2010: *"Os custos com o novo regime de interruptibilidade criado pela Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, e os custos com a garantia de potência que derivam da Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, constituem custos da Atividade da Gestão Global do Sistema (GGS) não controláveis pela Empresa".*

12. No processo de fixação de tarifas e preços, a partir de 2011, a ERSE apenas no que respeita à garantia de potência integrou estes custos no capítulo Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral.

[31] Pág. 70 e 71 do documento "Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2019 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico".

Quadro 3-7 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2019

Unidade: 10³ EUR

	2018	2019	Variação 2018/2019
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	1 368 044	1 349 423	-1,4%
Diferencial de custo da PRE	679 052	800 369	17,9%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	238 661	-225	-100,1%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	134 453	234 097	74,1%
Rendas de concessão da distribuição em BT	258 197	262 157	1,5%
Sobrecusto da RAA e da RAM	84 166	121 584	44,5%
Terrenos das centrais	(12 982	12 555	-3,3%
Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN	23 864	19 792	-
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	11 500	0	-
ERSE	6 051	6 268	3,6%
Custos com a concessionária da Zona Piloto	432	444	2,7%
Autoridade da Concorrência	384	365	-4,8%
Tarifa social	-81 597	-107 972	32,3%
Alisamento do diferencial de custo da PRE	589 841	397 915	-32,5%
Diferimento CMEC 2012	123 179	0	-
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano	2 081 064	1 747 338	-16,0%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	133 959	134 060	0,1%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	99 450	99 484	0,0%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	34 509	34 576	0,2%
Medidas de sustentabilidade de mercados	14 122	30 982	119,4%
Diferencial extinção TVCF	0	-8 327	-
Sobreproveito	-3 357	-2 010	-40,1%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	144 723	154 705	6,9%
Total CIEG e Sustentabilidade	2 225 787	1 902 043	-14,5%

13. Verifica-se que os custos com interruptibilidade se mantêm na rubrica *"Custos de gestão do sistema"*:

Quadro 4-19 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema

Unidade 10^3 EUR

		Tarifas 2018	Tarifas 2019
A = 1+2+7+8+9+10-11	Custos de gestão do sistema	122 787	136 305
1	Custos de exploração sujeitos a metas de eficiência	16 972	16 860
2 = 3+4*5/100-6	Custo com capital	9 450	8 851
3	Amortizações dos ativos fixos	6 958	6 789
4	Valor médio dos ativos fixos líquidos de amortizações e comparticipações	41 081	42 572
5	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,50	5,17
6	Ajustamento t-1 CAPEX	-233	127
7	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	2 772	2 772
8	Custos com interruptibilidade, no ano t	68 675	79 966
9	Interruptibilidade t-1 (com juros) (portaria 1309/2010)	0	0
10	Interruptibilidade t-1 (com juros) (portaria 215-A/2013)	19 743	29 311
11	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-5 174	1 556
B = 1'+4'-7'+8'-9'+10'+16'+17'+18'+19'+20'+21'-22'	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	296 521	382 606
1' = 2'+3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	46 807	62 206
2'	Défice tarifários 2006 e 2007		
3'	Convergência tarifária do ano t	46 807	62 206
4' = 5'+6'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	37 359	59 378
5'	Défice tarifários 2006 e 2007		
6'	Convergência tarifária do ano t	37 359	59 378
7'	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RA's	306	1 580
8'	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	134 453	284 097
9'	Medidas de política energética com impacte na CMEE AC	0	60 000
10' = 11'+15'	Parcela associada aos terrenos hídricos	12 982	12 555
11' = 12'/100*14'+13'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico	12 316	11 918
12'	Taxa de acordo com a legislação em vigor	0,10	0,00
13'	Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico	12 071	11 918
14'	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e comparticipações	243 991	220 062
15'	Amortizações dos terrenos afetos à zona de proteção hídrica	666	637
16'	Custos com a ERSE	6 051	6 266
17'	Transferência para a Autoridade da Concorrência	384	365
18'	Custos de gestão do PPDA	0	0
19'	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	0	0
20'	Custos com o plano de promoção de eficiência no consumo, previstos para ano t	11 500	0
21'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	432	444
22'	Ajustamento no ano t, dos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-46 859	-6 874
C	Garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	23 864	19 792
D = A + B + C	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS	443 172	538 703
E	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	134 453	284 097
G = D - E + 9'	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema	308 719	304 606

14. Entende o CT que esta classificação não contribui para a análise coerente e transparente dos Proveitos Permitidos da atividade de GGS, pelo que reitera a sua recomendação garantindo assim consistência na afetação destes custos.

E. Fontes de financiamento do SEN constantes da proposta de Orçamento do Estado (OE) 2019

1. A proposta de OE para 2019 inclui um conjunto de medidas que o CT reconhece como positivas, desde que concretizadas do ponto de vista das transferências consignadas. Tendo este documento sido publicado praticamente em simultâneo com a proposta de tarifas, o CT não pode deixar de o referir face à relevância que estas questões têm no quadro das tarifas e dos custos do SEN.

2. Em particular, a proposta de OE para 2019 refere no seu art.º 224º - *Disposição transitória em matéria de produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade, a alteração do anterior regime de tributação sobre combustíveis e emissões de CO2, através da tributação progressiva nos anos de 2019 a 2022, com a introdução já em 2019 de uma taxa correspondente a 25% da taxa de imposto sobre produtos petrolíferos e energéticos e a 25% do adicionamento sobre as emissões de CO2 previstas.* Nos termos do n.º 6 do mesmo art.º 224º, o destino destas verbas reverterá 50% para o Sistema Elétrico Nacional ou para a redução do défice tarifário do setor elétrico, no mesmo exercício da sua cobrança, a afetar ao Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético, (FSSSE).

3. O CT não pode deixar de sublinhar que aqueles valores não revertem integralmente para o SEN, pelo que considera que os mesmos devem ser direcionados para a redução do défice tarifário do setor elétrico, no mesmo exercício da sua cobrança, com transferências diretas para os credores do défice e não através das tarifas.

F. Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE)

1. A proposta de OE para 2019 no seu art.º 256º contempla uma alteração ao Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, que criou o FSSSE aumentando para 2/3 a receita auferida com a contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE) prevista no art.º 228º da Lei n.º 83 -C/2013, de 31 de dezembro.

2. Adicionalmente, prevê a extensão da aplicação da CESE à produção de eletricidade através de fontes de energia renovável abrangida por regime de remuneração garantida, bem como cogeração de fonte renovável com potência instalada igual ou superior a 20 MW, com a taxa de 0,85% sobre os ativos líquidos.

3. O mesmo diploma propõe ainda que a repartição pelos CIEG do montante a deduzir seja definida por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, devendo a parcela do produto da CESE, suportada pelo setor produtor de eletricidade por intermédio de centros electroprodutores que utilizem fontes de energia renováveis, ser preferencialmente afeta ao sobrecusto da produção em regime especial (SPRE).

4. Desde a data em que o FSSSE foi criado foram transferidos, para o Setor Elétrico Nacional (SEN), 5M€ em 2016 e 24,2M€ em 2017.

5. Para 2019, a proposta da ERSE, considera a reversão para as tarifas de verbas do FSSSE no total de 50M€ e afeta-as na sua totalidade aos ajustamentos tarifários respeitantes ao diferencial de custo com a aquisição de eletricidade aos produtores com contratos de aquisição de energia incluídos nos custos do uso global do sistema.

6. Neste contexto, o CT destaca:

   a. A ausência reiterada destas transferências tem penalizado os consumidores, dado que da previsão nas tarifas de 2015 a 2017 tinham sido considerados 150M€ e só foram transferidos 29,2M€. O valor não transferido de 120,8 M€, ao qual acresce juros, foi refletido nas tarifas de 2017 a 2019 aquando do ajustamento de proveitos em t_{-2}, nos termos do Regulamento Tarifário (RT).

b. A necessidade de publicação do despacho nos termos previstos no OE 2019 com a definição do montante e inerente regra de repartição, nomeadamente no que se refere ao défice tarifário.

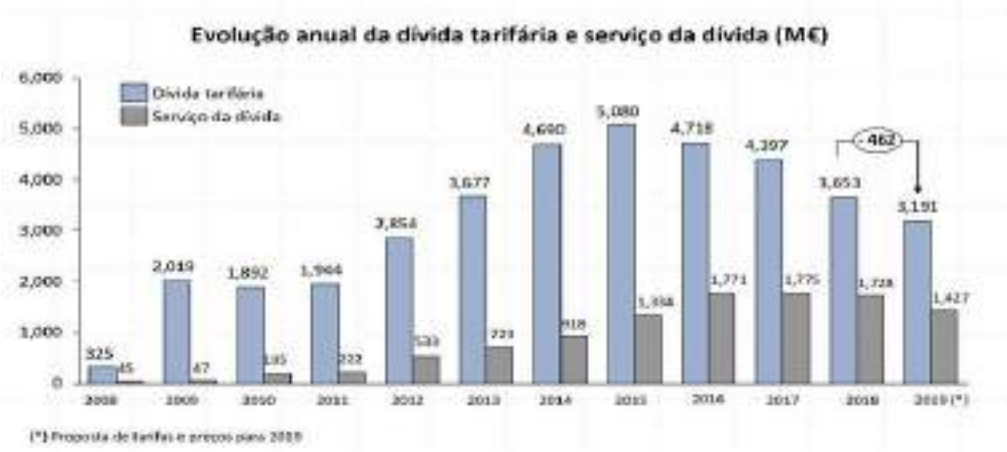
7. Neste sentido, o CT recomenda à ERSE que exerça as diligências necessárias junto da tutela para que sejam garantidas as transferências em tempo útil destas verbas para o SEN.

G. Dívida Tarifária e Serviço da Dívida

1. Resultante da legislação em vigor, nomeadamente do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, e, mais recentemente, do Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, a constituição de dívida tarifária tem evitado a existência de variações acentuadas nos valores das tarifas.

2. O diferimento da recuperação dos proveitos não incluídos nas tarifas do próprio ano constitui o chamado *"serviço da dívida tarifária"* (juros e amortização) e representa uma das maiores parcelas dos montantes a recuperar pela Tarifa de Uso Global do Sistema, pelo que importa monitorizar e ajustar a sua evolução.

3. Tendo por base a documentação que suporta a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE, torna-se possível ilustrar, entre 2008 e 2019, quer a evolução da dívida tarifária (o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente), quer a evolução do serviço da dívida (juros e amortização).



Fonte: ERSE

4. A estrutura de tarifas e preços para 2019 consolida o movimento de redução do volume de dívida tarifária iniciado em 2016, propondo uma diminuição do mesmo em cerca de 462M€, correspondendo, em termos percentuais, a uma redução de cerca de 12,65%.

5. Considerando que o valor do serviço da dívida incluído na proposta de tarifas e preços para 2019 apresenta um decréscimo de 17,4% relativamente ao ano anterior, a redução referida no ponto anterior assenta, em absoluto, na diminuição significativa (-15,1%) dos proveitos referentes à Tarifa de Uso Global do Sistema e na diminuição (-4,6%) da Tarifa de Uso das Redes.

6. O CT regista positivamente a opção da ERSE pela ponderação equilibrada entre a variação nas tarifas transitórias de venda a clientes finais e a redução do volume de dívida tarifária do setor elétrico, o que se traduz no reforço da garantia da sustentabilidade do sistema.

H. Tarifas Transitórias

1. O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de eletricidade no continente, a clientes com consumos em MAT, AT, MT e BTE, foi regulado pelo Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, que definiu a extinção das tarifas reguladas a 1 de janeiro de 2011 e criou um regime transitório de vigência das tarifas de venda a clientes finais.
2. O prazo de vigência do regime transitório foi sendo sucessivamente alterado. Foi com o Decreto-Lei n.º 13/2014, de 22 de janeiro, que se procedeu à extinção do regime transitório para os clientes com consumos em MAT e à alteração da forma de fixação do prazo do regime transitório, prevendo-se que a respetiva data seja definida por Portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.
3. Assim, a data de vigência do regime transitório das tarifas de venda a clientes finais, foi aprovada pela Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro e, seguidamente, pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, que fixou a data em 31 de dezembro de 2017.
4. Em cumprimento do disposto na Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, a Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro, determinou um novo prolongamento do prazo para extinção das tarifas transitórias aplicáveis ao fornecimento de eletricidade aos clientes em baixa tensão normal (BTN), até 31 de dezembro de 2020.
5. Com a Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro, veio também a ser fixada em 31 de dezembro de 2020 a obrigatoriedade de fornecimento de eletricidade pelos comercializadores de último recurso a clientes finais com consumos em AT, MT e BTE que não tivessem contratado no mercado livre.
6. Mais recentemente, foi aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, regulamentada pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, e Diretiva ERSE 1/2018, de 3 de janeiro, o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas de que podem beneficiar os clientes finais com contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado, alargando as opções de escolha dos consumidores em BTN a todas as ofertas, quer do mercado liberalizado, quer do mercado regulado.
7. Este regime mantém-se em vigor em 2019, assim como as exigências impostas aos comercializadores de promoverem na sua fatura um conjunto de informações, nomeadamente, a diferença entre o preço praticado em regime de mercado e na tarifa regulada.
8. Tendo em conta o mais recente Boletim sobre o Mercado Liberalizado de Eletricidade da ERSE, de setembro de 2018, o mercado livre alcançou um número acumulado de 5.070.014 clientes e representa 94% do consumo total em Portugal Continental.
9. O CT reconhece a importância do aprofundamento do mercado livre e, bem assim, de que esse aprofundamento é um caminho contínuo e constante.
10. Por esse motivo o CT recomenda que sejam dadas ao mercado mensagens claras e de médio prazo, para que os comercializadores e outros operadores continuem a investir no mercado livre nacional de forma consistente e empenhada.

I. OLMC (Operador Logístico de Mudança de Comercializador)

1. Na audição promovida ao OLMC o CT foi informado de não ter sido, ainda, dado cumprimento ao Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, nomeadamente no que concerne a:
    a. Publicação pela ERSE dos Procedimentos de Mudança de Comercializador no cumprimento do disposto no art.º 8º;
    b. Transferência para o OLMC a titularidade dos sistemas de informação de suporte imputados ao desenvolvimento da atividade de mudança de comercializador, nos termos e condições aprovadas

pelo membro do Governo responsável pela área da energia, sob proposta da ERSE, no cumprimento do disposto no art.º 11º.

2. É entendimento do CT que a estabilidade de funcionamento desta atividade aconselha a implementação plena da Legislação em vigor.

J. Recomendações anteriores do CT

Nos seus últimos pareceres sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017" e a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2018", o CT explicitou um conjunto de recomendações adicionais à ERSE que, em parte, a seguir se recuperam:

1. **Continuar a apostar na eficiência no consumo de energia elétrica**, exclusivamente no estímulo à promoção de boas práticas e na eliminação de barreiras à adoção de equipamentos, técnicas e processos eficientes.

   O CT reitera que, a manter-se essa aposta e a ser desenvolvida regulamentação específica que a consolide, deve a ERSE fornecer-lhe a informação necessária à avaliação dos impactos tarifários.

2. **Rever a estrutura das tarifas de acesso** no que respeita ao peso das componentes de potência e de energia, para que se verifique um mais correto alinhamento entre a estrutura das receitas das tarifas e os custos do sistema.

   O CT volta a assinalar a necessidade desta revisão.

3. **Submeter à apreciação do CT os planos de investimento relativos às Regiões Autónomas**.
   O CT volta a afirmar esta necessidade.

4. **Diligenciar junto do Legislador para que seja urgentemente revisto o Decreto – Lei n.º 328/90, de 22 de outubro**.

   O CT realça que embora este diploma estabeleça as medidas tendentes a evitar o consumo fraudulento de energia elétrica, o mesmo se encontra totalmente desajustado face à atual organização do setor elétrico e não integra os mecanismos indispensáveis a uma ação que desincentive a prática da fraude.

5. **Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, Capítulo VI Fiscalização e auditorias Art.º 29 e 30**. O CT solicita sem sucesso desde 2004 o conhecimento das auditorias energéticas que atestem o estrito cumprimento do rendimento global efetivo das instalações de cogeração, pelo que reitera esta solicitação.

6. **Contadores inteligentes**

   a. O CT destacou no seu parecer relativo à 65.ª consulta pública o conceito de "rede inteligente" definido pelo *Council of European Energy Regulators*[32] *(CEER).*

   b. O CT sublinha que a ERSE tem acompanhado a evolução do novo paradigma de redes integradas e digitalizadas, prevendo nos mecanismos regulatórios incentivos aos investimentos em redes inteligentes.

   c. O CT lembra que os contadores inteligentes possibilitam nomeadamente: a recolha remota de leituras e de informação sobre consumos; a execução remota de operações (sejam de iniciativa e interesse do ORD, do comercializador ou do próprio cliente); a deteção e prevenção de fraudes; a redução de perdas técnicas de energia através do balanço energético e do

[32] *Smart grid is an electricity network that can cost-efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically-efficient, sustainable power systems with low losses and high levels of quality and security of supply and safety.*

planeamento de rede; a falta de tensão e a deteção e localização precisa de avarias, e uma maior capacidade de integração de produção distribuída e veículos elétricos.

d. Neste contexto, o CT sugere que a ERSE promova uma atualização da análise custo-benefício para o *roll out* dos contadores.

II

ESPECIALIDADE

A. Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2019

1. Aditividade Tarifária em Portugal Continental

a. O princípio da aditividade tarifária é baseado na definição de TVCF com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por atividade aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária aos clientes do Comercializador de Último Recurso (CUR), nomeadamente:

   i. tarifa de Energia;

   i. tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador;

   ii. tarifa de Uso Global do Sistema;

   iii. tarifa de Uso da Rede de Transporte;

   iv. tarifas de Uso da Rede de Distribuição e,

   v. tarifa de Comercialização.

b. A convergência para as tarifas aditivas tem vindo a ser executada de forma gradual, sendo um processo que depende, por um lado, da variação da tarifa de acesso, que é afetada pelos efeitos da Portaria nº 332/2012, de 22 de outubro, e por outro lado, do mecanismo de limitação dos acréscimos por termo tarifário.

c. A Portaria nº 332/2012, de 22 de outubro, define os critérios de imputação das rubricas de custos dos CIEG a determinadas variáveis de faturação, condicionando o processo de convergência para as tarifas aditivas. A ERSE, ao abrigo do n.º 9 do art.º 4º e pelo n.º 10 do art.º 5º, ambos da Portaria nº 359/2015, de 14 de outubro, pode determinar estes parâmetros de imputação dos CIEG, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique os despachos relativos aos parâmetros, situação verificada nos três últimos anos.

d. No âmbito do mecanismo de limitação dos acréscimos tarifários, a ERSE definiu para a BTN no continente em 2019, um limite à variação máxima por termo tarifário de 1,5%, correspondente à taxa de inflação dos preços no consumidor.

e. Constata-se no gráfico seguinte, e conforme refere a ERSE, que todas as variações das TVCF de 2019 são inferiores ou iguais à variação máxima referida no ponto anterior, evidenciando a aplicação do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas. Verifica-se, ainda que para a globalidade dos consumos em BTN no mercado regulado, a variação tarifária das TVCF é igual em termos médios à variação tarifária que teria sido obtida caso se aplicassem diretamente as tarifas aditivas.

Fonte: ERSE

f. A convergência tarifária para a BTN no continente, foi em termos globais, alcançada no ano de 2011, não tendo ainda sido atingida a aditividade plena por opção tarifária e preço por termo tarifário. No entanto, o CT reconhece a tendência de aproximação à aditividade total implícita nesta proposta, como se verifica nos gráficos seguintes.

Distância relativa da tarifa de venda a clientes finais face às tarifas aditivas

2. Convergência tarifária das Regiões Autónomas

a. Em resposta a várias questões formuladas pelo CT sobre o processo de convergência das RA, a ERSE respondeu em 2 de novembro de 2018:

"A convergência tarifária nas Regiões Autónomas é efetuada para as tarifas aditivas que representam a estrutura de custos eficientes em Portugal Continental.

Como se encontra explicado na seção 7.3.1 do documento de "Tarifas e Preços", existem variações tarifárias muito distintas da tarifa aditiva nos vários níveis de tensão (Figuras 7-25 a Figura 7-29).

A tabela que se segue compara a variação tarifária, por nível de tensão, que resulta da aplicação da tarifa aditiva às quantidades de Portugal continental, da RAM e da RAA. Em cada nível de tensão observam-se variações tarifárias muito próximas entre Portugal continental e as regiões autónomas, com as diferenças de valores justificadas pelas diferenças nas estruturas de consumos.

Tarifa Aditiva Variação tarifária 2018/2019			
	MT	BTE	BTN
Portugal Continental (MR + ML)	6,3%	2,3%	0,4%
RAM	6,8%	2,5%	0,4%
RAA	6,8%	2,4%	0,2%

A variação tarifária global na RAM e na RAA será naturalmente uma média ponderada das variações tarifárias por nível de tensão apresentadas na tabela anterior. Na proposta de tarifas e preços a variação tarifária global nas duas regiões autónomas é de 2.0%.

Importa ainda clarificar a razão para existir uma variação tarifária distinta na tarifa transitória de venda a clientes finais (TTVCF) - que assume na proposta de tarifas e preços um valor de 0.1% - comparativamente com a das tarifas aditivas. Em primeiro lugar, as TTVCF dizem respeito apenas ao mercado regulado em Portugal Continental, enquanto as variações tarifárias da tarifa aditiva para Portugal Continental se referem ao total de consumidores. Em segundo lugar, as TTVCF nos termos da legislação em vigor incluem um fator de agravamento em AT, MT e BTE, como mecanismo para incentivar a mudança para o mercado liberalizado. Na BTN não é aplicado qualquer fator de agravamento no quadro do regime equiparado.

Na MT e na BTE o fator de agravamento estabelecido para as tarifas em vigor em 2018 é de 21.30 €/MWh e 15.50 €/MWh, respetivamente. Na proposta apresentada ao CT para as tarifas de 2019 o fator de agravamento sofreu uma redução (para 14.54 €/MWh e 12.22 €/MWh), para permitir nestes níveis tensão uma variação idêntica à da BTN. Apesar disso, o nível da tarifa transitória de venda a clientes finais nestes níveis tensão é muito superior ao nível da tarifa aditiva.

As tarifas das Regiões Autónomas estão a convergir para as tarifas aditivas (tarifas eficientes de mercado) e não para as TTVCF. Apenas na BTN é que as TTVCF coincidem como as tarifas aditivas."

"Na perspetiva da ERSE a convergência tarifária deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada opção tarifária e, por fim, nos preços das diversas variáveis de faturação de cada opção tarifária.

Na definição das tarifas de venda a clientes finais das Regiões Autónomas a ERSE tem que conciliar duas dimensões: (i) a necessidade de assegurar a convergência tarifária com Portugal continental; e (ii) a necessidade de acautelar impactes tarifários significativos.

Em termos de preço médio a convergência tarifária é plena. Todavia, devido à necessidade de acautelar impactes tarifários não tem sido possível alcançar nem a convergência por opção tarifária, nem a convergência nos preços das diferentes variáveis de faturação para cada tipo de fornecimento.

Assegurar a convergência tarifária plena nas Regiões Autónomas implicaria os consumidores de MT observarem uma variação superior a 6%. Sendo esta uma variação média, porque consumidor a consumidor o impacte poderia ser muito superior."

"Os custos de produzir energia elétrica nas Regiões Autónomas são superiores ao custo de produzir energia elétrica em Portugal Continental. A convergência tarifária permite assegurar que nas Regiões Autónomas os consumidores pagam preços de energia elétrica idênticos, em termos médios, aos preços pagos pelos consumidores no Continente.

Para que tal aconteça, as tarifas nas Regiões Autónomas devem observar uma variação média global de 2%, que é a resultante da aplicação das tarifas aditivas em Portugal continental às quantidades dos Açores e da Madeira. Uma variação tarifária inferior a 2%, nomeadamente de 1.5%, teria como consequência um preço médio nas Regiões Autónomas inferior ao que resulta da aplicação das tarifas

aditivas. Situação de difícil justificação, uma vez que a convergência tarifária implica que os consumidores de Portugal continental estão a subsidiar os consumidores das Regiões Autónomas, assumindo parte dos seus custos (na ausência deste mecanismo observar-se-ia em 2019 uma variação tarifária de 54.7% nos Açores e de 46.9% na Madeira).

Deste modo, não é possível aplicar uma variação máxima por termo tarifário de 1.5%. Por forma a limitar impactes tarifários acima do valor de 2% de variação média, em todos os níveis de tensão, a ERSE optou por não efetuar qualquer variação diferenciada de preços em 2019 nas Regiões Autónomas."

b. O CT recomenda, visando o esclarecimento do processo de convergência tarifária das RA, que a análise apresentada pela ERSE passe a constar do capítulo *Análise da Convergência Tarifária* que integre o documento de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços, por se tratar de um complemento à informação anualmente disponibilizada.

3. Proposta da ERSE de alteração da faturação das tarifas de acesso às redes na Iluminação Pública (IP)

1. A ERSE apresenta uma proposta de alteração à atual regra de faturação das tarifas de Acesso às Redes de Iluminação Pública (IP), com o seguinte enquadramento:

   a. Em Portugal continental, a generalidade dos circuitos de IP são alimentados exclusivamente a partir de um único posto de transformação, verificando-se que em 94,6% dos Postos de Transformação (PT) se regista esta agregação física;

   b. É referido pela ERSE que nos restantes 5,4% dos PT esta agregação física não existe na medida em que, por razões históricas, os circuitos de IP são alimentados a partir dos armários de distribuição;

   c. Esta situação decorreu em parte da obrigação de medição de todos os circuitos de IP, introduzida em 2011, o que conduziu à instalação de contadores nos armários de distribuição e consequentemente à existência de situações com vários circuitos de IP a serem alimentados a partir do mesmo PT;

   d. Este facto originou a existência de circuitos IP com um menor número de luminárias e consequentemente com menores valores de potência contratada, sendo geradora de diferenças de tratamento face à generalidade dos restantes PT, onde são aplicáveis as soluções técnicas normalizadas adotadas nos circuitos de IP;

   e. Como consequência dos tratamentos diferenciados existentes, a ERSE refere que tem vindo a receber diversas reclamações dos municípios afetados pela decisão regulamentar de 2011, reconhecendo razão às reclamações apresentadas.

2. A proposta da ERSE, no que concerne à faturação das Tarifas de Acesso às Redes (TAR) para os circuitos de IP, corresponde à agregação num único ponto virtual por PT, de todos circuitos de IP.

3. Esta regra de faturação permite que sejam resolvidas as desigualdades existentes, possibilitando aplicar em todo o território nacional os mesmos critérios resultantes das soluções técnicas normalizadas aplicáveis no terreno em circunstâncias análogas e nos termos definidos regulamentarmente, permitindo assim verificar os princípios da igualdade de tratamento e da não discriminação de consumidores.

4. A ERSE estima que o impacte tarifário desta proposta corresponda a cerca de 0,3M€ (por redução dos pagamentos de acesso às redes relativos aos circuitos de IP), representando cerca de 0,3% da atual faturação das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis na IP, apresentando a vantagem de uniformizar o tratamento tarifário da IP em todos os municípios, independentemente da tipologia da rede em cada caso concreto.

5. O CT considera positiva a normalização de procedimentos proposta, assim como os princípios da igualdade de tratamento e da não discriminação de consumidores.

B. Variações Tarifárias e Ajustamentos

1. A definição da estrutura tarifária é um dos aspetos mais importantes na definição de tarifas, dado transmitir sinais eficientes aos consumidores finais de energia elétrica e aos utilizadores das redes.
2. As diferentes tarifas por atividade do setor elétrico devem, neste sentido, refletir os custos dessas atividades, devendo os preços das tarifas serem determinados com base na estrutura dos custos marginais ou incrementais associados.
3. Em 2017, dado o início de um novo período de regulação em 2018, a ERSE elaborou estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas por atividade regulada. Esses estudos conduziram à alteração da estrutura das tarifas de Energia, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição nas tarifas de 2018, estrutura essa que se mantém no essencial em 2019.
4. O processo de aprovação das tarifas pela ERSE tem impacto em todos os consumidores do setor elétrico nacional, uma vez que todos são chamados a pagar a tarifa regulada, designada por Tarifa de Acesso às Redes (TAR).
5. O CT constata que, para 2019, a proposta tarifária de acesso às redes observa uma variação em todos os níveis de tensão de -11.1%.

Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental

	Total	MAT	AT	MT	BTE	BTN
Tarifas de Acesso às Redes	**-11,1%**	-11,1%	-11,1%	-11,1%	-11,1%	-11,1%

Fonte: ERSE

6. No quadro seguinte é apresentada a variação por atividade:

Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental

	Variação 2019/2018
Tarifa de Energia	**21,0%**
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	**-0,3%**
Tarifa de Uso Global do Sistema	**-15,1%**
Tarifas de Uso de Redes	**-4,6%**
Uso da Rede de Transporte	-11,1%
Uso da Rede de Distribuição em AT	-3,7%
Uso da Rede de Distribuição em MT	-4,6%
Uso da Rede de Distribuição em BT	-1,9%
Tarifas de Comercialização	**15,1%**

Fonte: ERSE

7. Relativamente ao efeito dos ajustamentos na estabilidade das tarifas, o CT tem reiteradamente recomendado à ERSE a necessidade de os preços fixados para a prestação de atividades reguladas

apresentarem uma maior aderência aos custos reais, de modo a assegurar decisões corretas por parte dos agentes económicos.

8. Nesse sentido o CT destaca que, a par da aprovação das tarifas a vigorarem para 2019, a ERSE propõe uma alteração regulamentar associada à metodologia de aprovação dos preços das tarifas:

   a. De energia considerada na definição das tarifas transitórias de venda a clientes finais do comercializador de último recurso em Portugal continental;

   b. Das tarifas de venda clientes finais das RA;

   c. Bem como das tarifas sociais de venda a clientes finais.

9. O CT reconhece que o aperfeiçoamento dos mecanismos de aquisição de energia com reflexo na tarifa de energia, vai de encontro ao contexto de volatilidade acrescida dos preços de eletricidade nos mercados grossistas e vem também combater efeitos prejudiciais para os consumidores para os comercializadores e, consequentemente, para todo o mercado.

C. Medidas mitigadoras

1. O CT solicitou à ERSE a discriminação e quantificação das medidas mitigadoras na proposta de tarifas e preços, tendo recebido os dados constantes da tabela seguinte:

Medida Mitigadora	Valor
Previsão das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa que revertem para o SEN, nos termos do Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março, e da Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro.	163 362 m€
Previsão de receita decorrente de transferência do FSSSE, criado pelo Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, para o SEN, deduzidas, à luz da prática do passado, do valor previsto para o sobrecusto CAE	50 000 m€
Previsão da compensação anual dos produtores eólicos, destinada a contribuir para a sustentabilidade do SEN, nos termos do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro.	27 416 m€
Previsão do montante a devolver pelos produtores que beneficiaram cumulativamente de apoios ao desenvolvimento de energias renováveis no âmbito da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro.	140 000 m€
Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013.	41 000 m€

2. Na ausência de despacho do Secretário de Estado de Energia a fixar o valor a devolver pelos produtores, via EDPSU, o CT recomenda que a ERSE explicite o fundamento de incluir novamente o valor de 140M€. Caso esta devolução não se concretize, o CT alerta para um possível impacto no equilíbrio económico-financeiro da EDPSU.

3. Relativamente ao cálculo dos 41M€ do mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, o CT depreende que a ERSE não considerou a totalidade do período de suspensão da aplicação do imposto do lado espanhol, mas apenas metade desse período até 5 de abril de 2019. Nesta linha de raciocínio, o CT recomenda que a ERSE fundamente esta decisão.

D. Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2019

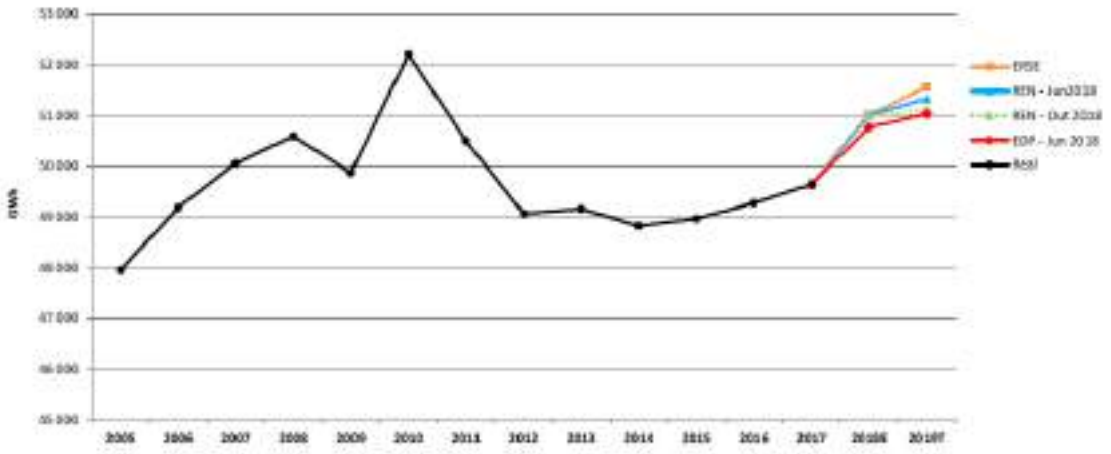
1. Evolução do consumo e previsões

   a. A recuperação do consumo de energia elétrica desde 2015 reflete as condições favoráveis de crescimento da atividade económica e da trajetória positiva do clima económico.

b. A previsão de consumo de 2019 requer uma estimativa para 2018. Pare este efeito, a ERSE estima em 2018 um consumo referido à emissão cerca de 2,8% superior ao de 2017. Este consumo encontra-se ligeiramente acima das estimativas da REN (setembro 2018, +2,5%) e da EDP (junho 2018, +2,3%). O CT reconhece que todas as estimativas refletem uma redução da taxa de crescimento o que se considera prudente.

c. O CT constata que as previsões da ERSE para 2019 são mais otimistas do que as apresentadas pelas empresas prevendo um acréscimo face a 2018 de 1,1% do consumo referido à emissão, atingindo 51,56TWh. Esta previsão está acima da previsão da REN de outubro e da previsão da EDP de junho, que apontam para um crescimento face a 2018 do consumo referido à emissão de 0,2% (51,12TWh) e de 0,5% (51,03TWh), respetivamente.

Figura 2-2 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental



Fonte: ERSE, "Caracterização da procura de energia elétrica em 2019", out 2018

d. O acréscimo no consumo final previsto pela ERSE ronda os 3,7% nos níveis de tensão (MAT/AT/MT/BTE) e os 5% em BTN, relativamente ao ocorrido em 2017.

e. Neste contexto, o CT recomenda que seja considerada uma revisão da previsão da procura para 2019, em linha com a informação disponível mais atual.

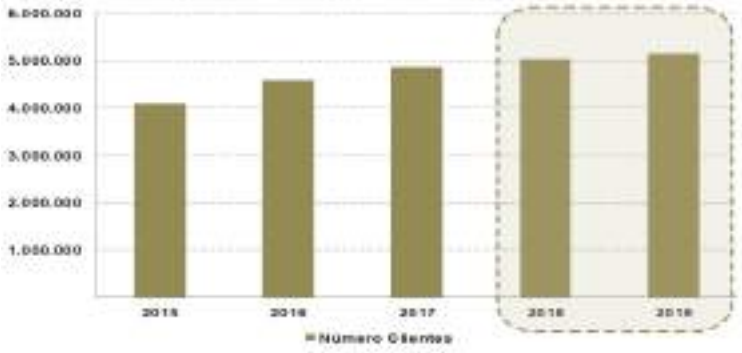
2. Número de consumidores no mercado livre

a. No final do mês de setembro de 2018, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em atividade no mercado livre ascendia a 5 070 014, representando o seu consumo cerca de 94% do consumo total.

b. O CT reconhece como fundamental o acompanhamento da evolução do número de consumidores no mercado livre. É visível em 2018 o aumento do número de consumidores no mercado livre, como resultado da adesão dos consumidores às ofertas do mercado, bem como dos consumos associados.

c. Adicionalmente, considerando a abertura legal à opção pelo regime equiparado às tarifas transitórias, o CT considera positivo o crescimento do número de consumidores no mercado livre pois reflete a competitividade e resposta das ofertas de mercado, devendo, contudo, ser adicionada informação sobre os clientes que, em mercado livre, optem pelas tarifas transitórias.

Figura 2-6 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2018 e 2019



Fonte: ERSE, "Caracterização da procura de energia elétrica em 2019", out 2018

E. Previsões para o Custo Médio de Aquisição do CUR para Fornecimento dos Clientes

1. Nos termos do Regulamento Tarifário (RT) em vigor (art.º 106.º), o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes deve permitir a cobertura da totalidade dos custos suportados com a aquisição de energia em mercado.
2. Os custos acima mencionados incluem, para além do preço base[33], os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes da aquisição do CUR em mercado[34].
3. Considerando a importância do custo da energia incluído na TTVCF para os clientes do mercado regulado, nomeadamente para os de BTN, mas também em termos de equilíbrio com o mercado livre, o CT tem manifestado nos seus pareceres ser seu entendimento que a fixação de tarifas deve ter em conta informação atualizada sobre os preços que se verificam nos mercados de futuros, bem como valores realistas para o prémio de risco de mercado, perfil de compra, serviços de sistema e desvios.
4. O CT relembra aliás que, no seu parecer à proposta de tarifas para 2018, recomendou à ERSE a reanálise do custo médio de aquisição do CUR previsto para esse ano tarifário (51,2 €/MWh), face à sua desadequação relativamente aos valores transacionados à altura nos mercados de futuros.
5. Ainda que dando razão ao CT, a ERSE reviu apenas ligeiramente em alta a sua previsão do preço médio de aquisição do CUR para 53,8 €/MWh[35], atualização que se veio a revelar largamente insuficiente tendo em conta a estimativa para 2018 que está a ser considerada na proposta tarifária de 2019 (63,3 €/MWh)[36].
6. É de salientar que a subestimação do custo da energia incluído na TTVCF contribuiu para a acumulação de um desvio significativo na atividade de CVEE FC (Atividade de compra e venda de energia elétrica para fornecimento a clientes), com um valor estimado de 45,6 M€ (com juros)[37] que será suportado por todos os consumidores de energia elétrica, através da tarifa de UGS, para além de ter penalizado consideravelmente a competitividade do ML.

[33] Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 4-2 (61,00 €/MWh).

[34] Cf. *footnote* 12 do Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico".

[35] Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 2-6.

[36] Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 2-6.

[37] Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 4-74.

7. Na apreciação do CT, grande parte deste desvio poderia ter sido evitado38 caso a ERSE tivesse acrescentado um prémio de risco à sua projeção do preço de aquisição de energia em mercado, conforme previsto no n.º 3 do art.º 106º do RT, na sua atual redação.

8. O CT reconhece que a ERSE adotou uma postura mais prudente na atual proposta tarifária, segundo a qual o custo médio de aquisição de energia elétrica do CUR previsto para 2019 é de 65,5 €/MWh39, valor em linha com os preços dos contratos de futuros negociados na primeira semana de outubro de 2018 na plataforma do OMIP e com os restantes custos que o CUR incorre na aquisição de energia em mercado para fornecimento da sua carteira de clientes.

9. O CT nota, contudo, que o prémio de risco implícito no custo médio de aquisição proposto pela ERSE é virtualmente nulo.

10. Evidenciando a necessidade de melhorar a estimativa do custo da energia incluído na TTVCF e de reduzir os valores dos desvios associados ao erro de previsão do preço médio de aquisição do CUR, a par da proposta tarifária, a ERSE submeteu a consulta pública uma revisão extraordinária do RT, que supõe o aprovisionamento antecipado, no mercado de futuros, de uma parte substancial da carteira de consumos do CUR e prevê a possibilidade de proceder a atualizações trimestrais da Tarifa de Energia, de modo a ajustá-la à evolução dos preços observada nos mercados grossistas.

11. Sem prejuízo de uma apreciação mais aprofundada a realizar em sede própria, o CT considera positiva a proposta da ERSE de reduzir a exposição do CUR à volatilidade dos preços no mercado spot e de garantir uma maior aderência da tarifa regulada aos preços efetivamente verificados nos mercados grossistas, tendo em atenção que está em linha com o defendido pelo CT.

12. Realça-se, finalmente, o mencionado pela própria ERSE no documento justificativo da proposta de alteração do RT, "*a existência de uma tarifa de energia do CUR desalinhada face aos preços de energia do mercado grossista é prejudicial tanto para os consumidores como também para os comercializadores e, consequentemente, para todo o mercado*".

F. Mercado Liberalizado (ML)

1. O quadro evolutivo do número de clientes no mercado livre aponta para um valor médio global de cerca de 5,04 milhões clientes em 2018 e cerca de 5,16 milhões em 2019, o que resulta num número ainda significativo de consumidores em BTN no mercado regulado (mais de 1 milhão, cerca de 20%).

2. No que respeita às estimativas de consumo para 2018 e 2019, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 93,6% e 94,4% do consumo total.

3. Importa destacar que decorrente da possibilidade de regresso ao mercado regulado, nos termos da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, até junho de 2018 regressaram 3 683 clientes ao mercado regulado, cf. Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2019, pág. 3 – ERSE, sendo que durante o mesmo período, de acordo com os dados do OLMC (Relatórios de Estatísticas de Mercado) integraram o mercado livre 64.830 clientes.

4. Em 2018, esta evolução resulta, entre outros aspetos, da continuação da migração gradual dos clientes de maior consumo individual devido, por um lado, à prevista extinção das tarifas para todos os clientes e, por outro, pela diversidade de ofertas competitivas que vão aparecendo no mercado.

[38] Considerando os 3.449 GWh estimados como a quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR para efeitos do cálculo do ajustamento da atividade de CVEE FC referente a 2018 (Quadro 4-74), o erro de estimação do custo médio de aquisição do CUR (63,3 €/MWh - 53,8 €/MWh) resulta num desvio estimado de 32,8 M€.

[39] Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 2-6.

5. O CT reconhece a importância da existência de simuladores que permitem aos consumidores, avaliar as várias ofertas comerciais disponíveis.

G. Licenciamento de comercializadores e Gestão integrada de garantias

1. Enquadramento

O número de consumidores que desde 2006 optaram pelo mercado liberalizado estimulou o crescimento do número de comercializadores a operar neste mercado.

O CT regista que no último ano e meio se verificou a insolvência de Comercializadores do mercado liberalizado, facto que resultou em perdas económicas para o Sistema Energético Nacional: mais de 4M€ de dívidas aos Operadores da Rede de Transporte e das Redes de Distribuição AT/MT.

O pagamento destas dívidas por todos os consumidores impõe a estes que assumam previsíveis lacunas procedimentais no processo de atribuição de Licenças de Comercialização e de Gestão Riscos e de Garantias, que, a confirmarem-se, urge serem corrigidas.

Assim, admitindo o CT que o processo de licenciamento da atividade de comercialização e gestão de riscos no mercado liberalizado possa não estar a observar a prudência que seria desejável, é seu entendimento que a salvaguarda dos interesses dos consumidores, dos operadores de redes e do gestor de sistema, em suma da integridade do SEN, impõe a sua garantia em duas vertentes indissociáveis:

- Gestão prudencial na atribuição de licenças de comercialização;
- Gestão integrada de riscos e garantias.

2. Gestão prudencial na atribuição de licenças de comercialização

Considera o CT ser imperioso e urgente garantir a gestão prudencial na atribuição de licenças de comercialização, designadamente pela prévia e cabal demonstração de idoneidade, capacidade técnica e económica para operar nos mercados para os quais é solicitada a emissão de licença.

3. Gestão integrada de riscos e garantias

a. O modelo de gestão de riscos existente quer no setor elétrico, quer no setor do gás natural, assenta na prestação de garantias por parte dos agentes de mercado para com os operadores de redes e para com as entidades responsáveis por gerir os sistemas.

b. A entrada em incumprimento de obrigações de pagamento por parte de comercializadores para com os operadores de rede determina a suspensão do contrato de uso das redes com o operador, que comunica o facto ao gestor de sistema, levando o comercializador em incumprimento a perder o estatuto de agente de mercado e a cessar todos os seus relacionamentos comerciais.

c. Reconhecendo a necessidade de proceder à alteração e atualização do modelo de funcionamento da gestão de riscos e garantias nos setores elétrico e do gás natural, nomeadamente quanto aos instrumentos de prestação de garantias, procedimentos para a prestação das mesmas, consequências do incumprimento de prestação de garantias, entre outros aspetos, a ERSE, lançou em outubro de 2016 uma consulta aos agentes.

d. Posteriormente, na revisão regulamentar do setor elétrico, em 2017, foi consagrada no RRC, a existência de um modelo integrado de gestão de garantias, o qual deverá ser melhor concretizado através da publicação de subregulamentação.

e. No último ano e meio observou-se o incumprimento de obrigações de pagamento por parte de algumas empresas comercializadoras que deixaram de reunir as condições necessárias para exercer a sua atividade. Esta situação conduziu a uma determinação da ERSE para que os clientes dessas empresas passassem a ser fornecidos pelo Comercializador de Último Recurso (CUR),

assegurando desta forma que os clientes continuassem a ser regularmente fornecidos sem qualquer perturbação.

f. Neste contexto, em 16 de julho foi publicada a Diretiva nº 11/2018 da ERSE sobre o regime transitório de gestão de riscos e garantias no SEN que procede a uma alteração ao modelo de gestão de riscos e garantias atualmente em vigor. Esta alteração tem caráter provisório até que seja publicada a subregulamentação prevista no RRC.

g. O CT sublinha que na atual Proposta de Tarifas e Preços para 2019 é já proposto o reconhecimento em base de proveitos de 80% dos custos suportados pela EDP Distribuição (EDP D) com as dívidas de comercializadores, a que corresponde o montante de 2,7 M€.

h. O CT nota ainda que, embora não esteja refletida nesta Proposta de Tarifas, o ORT dispõe, igualmente, de uma dívida que ascende a cerca de 1 M€[40].

i. Tendo presente este contexto de internalização de dívidas de comercializadores por parte dos consumidores proposto nesta Proposta de Tarifas para 2019 e, ainda, a existência de riscos de natureza sistémica quer para o setor elétrico quer para o de gás natural, o CT considera urgente a criação de um quadro legal de gestão integrada das garantias.

j. Por último, o CT considera que a atividade de gestor de garantias deve ser exercida por uma entidade independente, com conhecimento e experiência na gestão de garantias nos setores energéticos (quer de eletricidade quer do gás natural), o que permitiria uma gestão eficiente e potencialmente conjunta das garantias prestadas pelos agentes que operem em qualquer dos dois mercados sugerindo, sugerindo para tal a *OMIClear* (diretamente ou através de uma outra entidade com a qual se encontre em relação de domínio ou grupo).

H. Tarifas de Acesso para a Mobilidade Elétrica

1. O CT constata que em 2019, no que respeita às Tarifas de Acesso para a Mobilidade Elétrica, manter-se-á a existência de duas modalidades tarifárias: bi-horária e tri-horária.

2. Manter-se-á também uma estrutura tarifária que contempla apenas uma componente de energia.

3. Reconhecendo o CT a necessidade de potenciar a mobilidade elétrica, com todas as vantagens que comporta, salienta, todavia, que a respetiva cobrança das tarifas de acesso à mobilidade elétrica deve ser implementada junto dos seus utilizadores, tanto nos postos de carregamento rápido, como nos postos de carregamento normal.

4. O CT relembra que as tarifas de acesso para a mobilidade elétrica só se vieram a repercutir nos utilizadores a partir de 1 de novembro de 2018, e apenas para os postos de carregamento rápido.

5. Tendo em conta que se tem vindo a verificar um aumento significativo na procura dos postos de carregamento[41] e que o seu financiamento tem sido assegurado através do OE, o CT entende que devem ser criadas as condições necessárias para que os não utilizadores deste serviço sejam desonerados do pagamento destes custos, cumprindo-se, assim, o princípio do utilizador-pagador.

I. Tarifas de Acesso em Portugal Continental

1. A variação das tarifas de Acesso às Redes depende das variações observadas nas tarifas de uso das redes de transporte e distribuição e da variação da tarifa de uso global do sistema que é

[40] Informação prestada pelo ORT.

[41] Segundo dados da Mobi.E, no primeiro semestre de 2018 foram registados 223 000 carregamentos na rede Mobi.E, que dizem respeito a 2,3 GWh, mais 206%, face ao período homólogo.

fundamentalmente condicionada pelos custos de política energética e interesse económico geral (CIEG).

2. Por outro lado, a aplicação da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de Uso Global do Sistema, tem como resultado variações tarifárias no acesso às redes muito diversas.

3. A proposta da ERSE para o ano 2019 prevê uma variação do preço médio das tarifas de acesso às redes da qual resulta, fundamentalmente, uma redução tarifária de -11,1%, que se pretende igual para todos os níveis de tensão.

4. Como se pode observar na figura seguinte, todas as parcelas da tarifa de acesso às redes apresentam reduções no preço médio entre 2018 e 2019, no mesmo sentido das variações tarifárias, sendo que é na tarifa de Uso Global do Sistema que se pode observar a redução tarifária mais acentuada (-15,1%).

Figura 7-2 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de acesso às redes

Tarifa	Preço médio 2018	Preço médio 2019	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0,00019 €/kWh Receitas: 1 188 mil € Quantidades: 65 297 GWh	0,00019 €/kWh Receitas: 1 197 mil € Quantidades: 66 647 GWh	-1,5%	-0,0%	-1,2%
Tarifa de Uso Global do Sistema	0,0193 €/kWh Receitas: 2 231 009 mil € Quantidades: 65 297 GWh	0,0164 €/kWh Receitas: 1 030 564 mil € Quantidades: 66 647 GWh	-16,0%	-15,1%	-1,0%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	0,0033 €/kWh Receitas: 6 929 mil € Quantidades: 2 131 GWh	0,0028 €/kWh Receitas: 6 171 mil € Quantidades: 2 222 GWh	-14,6%	-10,0%	-5,1%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	0,0046 €/kWh Receitas: 206 795 mil € Quantidades: 45 165 GWh	0,0050 €/kWh Receitas: 206 218 mil € Quantidades: 44 425 GWh	11,2%	11,1%	-2,8%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0018 €/kWh Receitas: 78 907 mil € Quantidades: 45 165 GWh	0,0017 €/kWh Receitas: 76 279 mil € Quantidades: 44 425 GWh	-6,1%	-6,7%	-2,5%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0086 €/kWh Receitas: 511 949 mil € Quantidades: 36 566 GWh	0,0080 €/kWh Receitas: 299 667 mil € Quantidades: 37 358 GWh	-6,0%	-6,6%	-0,7%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0114 €/kWh Receitas: 681 170 mil € Quantidades: 21 578 GWh	0,0101 €/kWh Receitas: 675 900 mil € Quantidades: 21 879 GWh	-2,0%	-1,7%	-0,1%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

5. O CT regista esta diminuição mais acentuada das tarifas de acesso às redes que confirma a tendência já observada nas tarifas para 2018, após um período de sucessivos aumentos que levaram a que "os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN tenham sofrido variações médias anuais nominais de 10,0%, 9,3%, 6,1%, 5,7% e 4,6%, respetivamente" entre 1999 e 2019.

Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Variação média anual
MAT	real	100	89	83	108	201	214	280	280	280	365	15	102	354	425	477	488	509	536	547	516	452	8%
	nominal	100	91	88	107	230	254	343	354	380	402	20	217	475	588	652	671	717	757	765	756	671	10%
AT	real	100	88	52	140	198	166	200	207	214	273	46	198	316	373	420	429	464	488	463	405	399	7%
	nominal	100	91	58	157	185	196	233	251	279	369	62	214	424	506	574	593	631	689	700	609	585	9%
MT	real	100	81	88	126	152	131	141	144	148	169	87	131	197	228	226	235	258	298	266	251	220	4%
	nominal	100	84	91	151	163	156	172	193	198	254	116	175	264	307	339	339	369	398	382	369	326	6%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	104	110	113	135	86	126	151	176	180	195	204	216	220	207	192	4%
	nominal	-	-	-	-	-	100	109	117	124	151	128	144	171	198	203	228	243	257	269	257	229	6%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	-	100	117	131	90	139	162	181	188	165	179	176	184	173	182	3%
	nominal	-	-	-	-	-	-	-	100	130	157	96	175	173	198	198	179	189	202	211	203	179	5%

6. Contudo, no quadro seguinte é possível verificar que os acréscimos observados nas tarifas de acesso às redes nos últimos 5 anos foram fundamentalmente condicionados por acréscimos na tarifa de uso global do sistema, onde são recuperados os CIEG. Verifica-se também que as tarifas de uso das redes de distribuição e transporte se reduzem neste mesmo período, o que contribuiu para amenizar o impacto final da componente uso global do sistema nas tarifas de acesso às redes.

7. Assim, considera o CT relevante manter a trajetória observada de diminuição da tarifa de uso global do sistema, em particular na sua componente de CIEG, contribuindo deste modo para TAR

Tarifas	2015	2016	2017	2018	2019
Acesso às redes	6,3%	6,2%	4,7%	-4,4%	-11,1%
Uso das Redes	-8,6%	2,3%	3,9%	-11,6%	-4,6%
Uso Global do Sistema	21,2%	9,2%	5,2%	0,7%	-15,1%

tendencialmente mais baixas.

J. Comercialização de Último Recurso (CUR)

1. O CT reitera a importância de ter em consideração a incerteza associada à trajetória de *phasing-out* da atividade de comercialização.

2. Nesse sentido, e de modo a garantir o equilíbrio económico-financeiro do CUR, o CT defende que os correspondentes proveitos permitidos devem possibilitar a recuperação dos custos de comercialização, dos custos não controláveis e dos custos de aprovisionamento, com preços da energia projetados com base em pressupostos prudentes, incluindo prémio de risco, serviços de sistema, desvios de aquisição de energia elétrica e perfil da carteira de consumos.

3. O CT relembra que no anterior período de regulação, a ERSE incluiu no RT uma componente de custos não controláveis na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de comercialização do CUR (art.º 109.º na sua atual redação).

4. Em conformidade, em 2016 e 2017 a ERSE considerou uma componente de custos não controláveis de 1,5 M€ no cálculo dos proveitos permitidos anuais da atividade de comercialização.

5. Contudo, sem que a ERSE apresentasse fundamentação concreta que o justificasse, as tarifas para 2018 não previram qualquer valor para esta componente dos proveitos permitidos do CUR, a que

acresce o facto de ter sido retirada à empresa a margem atribuída em 2016 em sede do ajustamento definitivo da atividade de comercialização.

6. Neste contexto, no seu parecer sobre a proposta de tarifas para 2018, o CT solicitou uma clarificação das regras subjacentes ao estabelecimento da componente de custos não controláveis no cálculo dos proveitos permitidos anuais.

7. Em resposta à solicitação, nos comentários ao parecer do CT à proposta de tarifas para 2018, a ERSE esclarece que *"Esta parcela é incluída de forma previsional, sendo a necessidade da sua inclusão em definitivo avaliada aquando do cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos, após a análise aos resultados da empresa e a avaliação do impacte dos custos não controláveis na sua capacidade em gerar rendimentos suficientes para desenvolver a atividade de comercialização de último recurso."*

8. O CT considera o esclarecimento prestado insuficiente e recomenda que a ERSE procure explicitar qual considera ser o nível de *"rendimentos suficientes para desenvolver a atividade de comercialização de último recurso"*, medido pelo seu EBIT, que determina a não-aceitação da parcela de custos não controláveis nos proveitos permitidos do CUR, propondo de novo que seja definida uma regra clara para o seu estabelecimento.

K. Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE)

1. Constata o CT a referência nos proveitos da DEE[42] de: *"Não considera a devolução de amortizações ocorridas entre 2012 e 2017, referentes a imóveis vendidos nesse período. Esta situação encontra-se em avaliação."*

2. No pedido de esclarecimentos complementares à ERSE, o CT solicitou detalhe sobre esta nota que corresponde à Amortização e Remuneração de ativos fixos, entretanto vendidos pelo ORD, num período de 5 anos.

3. A ERSE informou o CT: "*Perante a indicação por parte da EDPD[43], pela primeira vez, da existência dum montante a devolver à tarifa, a ERSE, ao invés de se limitar a aceitar a indicação do mesmo, decidiu aprofundar os motivos subjacentes, de forma a garantir a plena aplicação do quadro regulatório e legal e assim definir, com segurança, qual o montante que deverá ser devolvido à tarifa.* "

4. O CT concorda com a decisão da ERSE, aguardando que lhe seja dado conhecimento da conclusão deste processo.

5. O CT verificou, também, a referência nos proveitos da DEE para 2019 de uma verba de 3,3 M€ de devolução às tarifas de proveitos suplementares associados a aluguer de equipamentos em BT a empresas de telecomunicações realizado entre 2015 e 2017 em cumprimento de Legislação Comunitária.

6. A ERSE não define nem fundamenta o critério de afetação destes proveitos suplementares.

7. A ERSE informou o CT (resposta da ERSE pergunta efetuada no âmbito da 65ª consulta pública) de que nos futuros contratos de concessão em BT será definida a partilha com os clientes do SEN, bem como com os municípios, dos ganhos reais obtidos pelo ORDBT, após auditoria, pelo aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, nas seguintes condições: *"O operador de comunicações eletrónicas que utilize as infraestruturas das redes de distribuição para alojamento de redes de comunicações eletrónicas deverá pagar uma contrapartida ao concessionário da rede BT de acordo com a metodologia a ser definida em Regulamento a aprovar pela Autoridade Nacional de*

[42] *Footnote* n.º1, pág.141 do quadro 4-52 do documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico".

[43] Em nota constante nas suas contas reguladas reais de 2017.

Comunicações (ANACOM), mediante parecer vinculativo a emitir pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), incluindo os valores a receber pelo município."

8. Assim, o CT recomenda à ERSE que diligencie junto da ANACOM no sentido de ser elaborado e aprovado regulamento que defina a metodologia da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações pela utilização de infraestruturas elétricas em BT.

9. Considerando que os atuais contratos de concessão de distribuição de eletricidade em BT têm datas de término desfasadas, sendo as mais tardias em 2026, o CT entende que se justifica a criação das condições regulamentares necessárias à justa remuneração do SEN, já para 2019.

L. Operadores de Rede Exclusivamente em Baixa Tensão (ORD BT)

1. No território continental operam nas redes elétricas de distribuição em baixa tensão 11 operadores, 10 dos quais atuam exclusivamente na baixa tensão.

2. Estes ORD que operam exclusivamente em BT – 8 cooperativas, uma casa do povo e uma junta de freguesia – não têm tido regulação direta, uma vez que lhes têm sido aplicadas as tarifas de acesso às redes definidas para o todo nacional.

3. A energia elétrica é entregue a estes ORDBT pelo ORD AT/MT, em postos de transformação que integram as suas concessões.

4. A tarifa definida para esta entrega foi, até 2017, a aplicável aos demais consumidores ligados nas redes com o mesmo nível de tensão, a média tensão.

5. Na "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2018", a ERSE introduziu uma primeira alteração à situação até então existente. De forma coerente, na Proposta agora sujeita a parecer, a ERSE efetuou a segunda alteração no mesmo sentido.

6. Não obstante, e considerando o que também expressou no parecer que emitiu sobre as concessões em baixa tensão[44], o CT exorta à definição urgente de um quadro normativo ao nível regulatório para as atividades de operação de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT, o qual deve abordar, entre outros temas, a exploração de redes exclusivamente em BT e a escala da sua operação, a separação de funções, bem como a aquisição de energia e o diferencial dos CIEG[45].

M. Tarifa Social (TS)

1. A tarifa social de fornecimento de energia elétrica, que constitui um apoio aos clientes finais economicamente vulneráveis, foi criada pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para o ano de 2016 e é aplicável:

   a. aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção,

   b. aos beneficiários do subsídio social de desemprego,

   c. aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez,

   d. aos beneficiários da pensão social de velhice e

   e. aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que integrem um agregado familiar cujo rendimento total, anual, seja igual ou inferior a 5.808€, acrescido de 50 %

[44] Parecer de 17/setembro/2018, referente à 65.ª Consulta Pública.

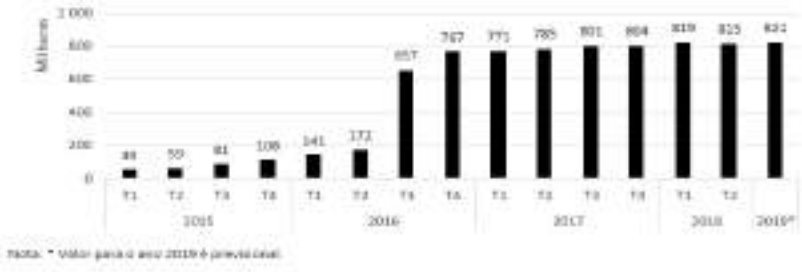
[45] Cf. Parecer CT 15/novembro/2017.

por cada elemento do agregado familiar que não aufira qualquer rendimento, até um máximo de 10.

2. A tarifa social consiste num desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, o que permite a sua aplicação a todos os clientes em Portugal, independentemente de estarem em regime de mercado regulado ou mercado livre, o qual é fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, sendo a ERSE ouvida neste processo.

3. O número de famílias que beneficiam da tarifa social cresceu acentuadamente durante o terceiro trimestre de 2016 devido a mudanças no processo de atribuição da tarifa social, o qual passou a ter um caráter automático desde 1 de julho de 2016, sem exigir uma solicitação prévia do consumidor, medida de há muito reclamada pelo CT. A lista de beneficiários é elaborada pela DGEG e recorre aos dados da Autoridade Tributária e Aduaneira e da Segurança Social para determinar a aplicabilidade automática da tarifa social.

Figura 2-7 - Número de famílias beneficiárias da tarifa social



Fonte: DGEG

4. Esta estimativa de acréscimo do nº de beneficiários da tarifa social é realizada num quadro em que o desemprego regista valores historicamente baixos e decrescente nos últimos anos. Por este facto o CT, face à estimativa apresentada, recomenda que seja fornecida informação mais detalhada, designadamente, por tipo de beneficiário.

5. É de salientar que o custo com a aplicação da tarifa social é suportado pelos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário do Continente, definidos no art.º 4.º do Decreto-Lei nº 138-A/2010, de 28 de dezembro, com a redação dada pelo Decreto-Lei nº 172/2014, de 14 de novembro, na proporção da potência instalada de cada um.

6. A ERSE, na sua proposta de tarifas e preços para a energia em 2019, prevê que os custos com a tarifa social ascendam, em 2019, a cerca de 114,2M€ (Continente e Regiões Autónomas).

Quadro 4-41 - Financiamento da tarifa social referente a 2019 pelos produtores em regime ordinário

	Tarifa Social 2019		
	Potência p/ repartição de Tarifa Social		Valor por empresa
	MW	%	10^3 EUR
EDP Produção	**9 419,1**	**74,9%**	**85 455,5**
Centrais com CMEC	2 511,5	20,0%	22 786,1
Centrais com GP	3 589,0	28,5%	32 561,3
Restantes centrais	3 318,6	26,4%	30 108,1
Decgas	**845,0**	**6,7%**	**7 666,7**
Centrais com GP	845,0	6,7%	7 666,7
Tejo Energia	**615,0**	**4,9%**	**5 579,6**
Centrais com CAE	615,0	4,9%	5 579,6
Turbogás	**1 057,1**	**8,4%**	**9 590,8**
Centrais com CAE	1 057,1	8,4%	9 590,8
Hidroelétrica do Guadiana	**507,4**	**4,0%**	**4 603,4**
Centrais com GP	257,4	2,0%	2 335,3
Restantes centrais	250,0	2,0%	2 268,1
Green Vouga	**74,7**	**0,6%**	**677,7**
Centrais com GP	74,7	0,6%	677,7
Pebble Hydro	**33,2**	**0,3%**	**301,0**
Restantes centrais	33,2	0,3%	301,0
EH Alto Tâmega e Bamoso	**11,8**	**0,1%**	**107,1**
Restantes centrais	11,8	0,1%	107,1
Município Ribeira de Pena	**10,5**	**0,1%**	**95,2**
Restantes centrais	10,5	0,1%	95,2
HDR Hidroelétrica	**9,8**	**0,1%**	**88,9**
Restantes centrais	9,8	0,1%	88,9
Total	**12 583,6**	**100,0%**	**114 166,0**
Centrais com CMEC	2 511,5	20,0%	22 786,1
Centrais com CAE	1 672,1	13,3%	15 170,4
Centrais com GP	4 766,1	37,9%	43 241,0
Restantes centrais	3 633,9	28,9%	32 968,4

7. Em conclusão, o CT considera que seria útil a explicação da evolução do número de beneficiários e do inerente custo associado desde 2017.

8. Atenta a importância e impacto da tarifa social no combate à pobreza energética, o CT insta a ERSE a promover o acompanhamento desta medida social.

9. O Despacho n.º 9217/2018, de 1 de outubro, do Secretário de Estado da Energia, veio estabelecer que o desconto referente à tarifa social a aplicar nas tarifas de acesso às redes de eletricidade, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2019, deve corresponder a um valor que permita um desconto de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis.

10. Este desconto é determinado pela diferença entre as TAR e as correspondentes tarifas sociais de acesso às redes, incidindo "preferencialmente" no preço de potência contratada em €/kVA, de modo a promover uma utilização racional da energia. Neste aspeto particular, o CT reitera a importância de a incidência ser exclusivamente no termo de potência.

11. A tarifa social de Venda a Clientes Finais do Comercializador de Último Recurso (CUR) a vigorar em 2019 apresenta-se nos quadros seguintes:

Quadro 4-44 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2019 em Portugal continental

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (≤ 6,9 kVA e > 2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	2,45	0,44	0,0145
		4,6	0,92	0,0307
		6,9	0,96	0,0320
		6,9	0,96	0,0319
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1289	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1947	
		Horas de vazio	0,0994	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1917	
		Horas de cheias	0,1415	
		Horas de vazio	0,0994	

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (≤ 2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,04	0,0341
		2,3	1,46	0,0478
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1118	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1647	
		Horas de vazio	0,0994	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1917	
		Horas de cheias	0,1415	
		Horas de vazio	0,0994	

FONTE: Proposta de Tarifas e Preços para 2019 Pág. 151

12. O CT observa que o custo por kVA diminui com o aumento da potência contratada, o que se afigura colidir com o conceito de tarifa social e não está, seguramente de acordo com o princípio de utilização racional de energia elétrica.

N. Preço dos Outros Serviços

1. Nos termos do RRC em vigor, compete à ERSE a fixação dos preços dos serviços regulados associados à distribuição (leitura extraordinária e serviços de interrupção, restabelecimento do fornecimento de energia e encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais) e à atividade de comercialização (quantia mínima a pagar em caso de mora), segundo propostas das empresas reguladas.

2. Tal como recomendado em anos anteriores pelo CT, a ERSE mantém os pressupostos que tem vindo a seguir, designadamente a atualização do preçário aplicável, atenta a justificação apresentada pelas empresas e a necessidade de uma maior aderência, ainda que gradual, dos preços aos custos reais da prestação de serviço.

3. Nas RA, os preços a vigorar em 2019 resultam da aplicação do valor do deflator implícito do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast- Spring 2018*, da Comissão Europeia, ou seja, 1,5%, com a exceção relativa à quantia mínima a pagar em caso de mora a qual mantém os valores em vigor, respeitando o proposto por todos os comercializadores de último recurso e que será idêntica em todo o território nacional.

4. Também é idêntico em todo o País o preço do serviço de ativação de fornecimento a instalações eventuais, sendo calculado a partir do valor do deflator implícito do consumo privado de 1,5%, sobre os valores em vigor. Configura-se neste serviço a única situação em que a ERSE não acolhe uma proposta das empresas, concretamente a da EDP Distribuição, que propunha a atualização de preços mediante a aplicação do deflator constante do Programa de Estabilidade 2018/2022 do Ministério das Finanças (1,4%) e não do contido no *European Economic Forecast- Spring 2018* (1,5%).

5. Quanto aos preços por leitura extraordinária, nas RA, os preços em vigor em 2019 resultam de um aumento de 1,5% face aos de 2018, de acordo com o pressuposto de atualização. As variações no

continente resultam do aumento de 0,2% do preço de leitura extraordinária no caso de clientes de BTN.

6. Relativamente aos preços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica no continente, verifica-se que a entidade concessionária da RNT não apresentou proposta de alteração aos valores vigentes, pelo que, para as instalações em MAT se mantêm em 2019 os preços em vigor de 2018. Relativamente a outros níveis de tensão (AT, MT e BT) verifica-se um aumento médio de 0,2%. Por outro lado, o preço para as RA mantém a mesma lógica de atualizarem à taxa de 1,5% em relação ao ano transato.

7. O CT alerta para o facto de que, pelo menos em alguns serviços, a tendência no continente tem sido a de reduzir custos ao consumidor, ao longo dos últimos anos, nomeadamente em relação à leitura extraordinária, relativamente à qual o concessionário reconheceu interesse próprio e aceitou dividir os custos com o consumidor. A manter-se de futuro a lógica que tem presidido à atualização de preços nos Açores e na Madeira, seguramente estaremos muito próximos de uma situação de discriminação negativa dos consumidores destas duas regiões. Aliás esta situação começa a ser notória relativamente ao que diz respeito aos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento (exceção feita aos preços praticados em MT) e às leituras extraordinárias em sábados, domingos e feriados.

8. Por não estar devidamente fundamentada a diferença entre a subida de preços no continente e nas RA, nomeadamente em relação às intervenções de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimento de fornecimento, o CT entende que, à semelhança do que a ERSE fez em relação à ativação de fornecimento de instalações eventuais, em que aceitou a proposta das RA e aplicou-a à atualização de preços para o continente, também deveria aceitar a taxa de esforço pedida aos consumidores do continente (0,2%) e aplicá-la à atualização de preços nas RA, para os serviços de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimento de fornecimento.

O. Qualidade de serviço

1. O CT, não obstante atribuir grande importância à Qualidade de Serviço do setor elétrico, entende não abordar este tema no quadro da discussão da proposta de tarifas em apreço, em virtude de a ERSE apenas ter publicado o Relatório da Qualidade de Serviço na vertente da Qualidade Técnica, encontrando-se ainda por publicar o Relatório da Qualidade Comercial.

2. Neste contexto, o CT recomenda à ERSE que desenvolva esforços para que, no futuro, seja publicado um relatório único com ambas as vertentes da Qualidade de Serviço.

III

Recomendações Adicionais

A. Taxa de IVA na fatura de eletricidade

1. O fornecimento de eletricidade sofreu, em setembro de 2011, um agravamento do IVA da taxa mínima para a taxa máxima, alteração excecional que foi determinada pela situação de grave crise económica que, desde 2008, afetou Portugal e a Europa.

2. O CT já havia recomendado que a ERSE, pese embora não tenha poderes legislativos, desenvolvesse junto do legislador as diligências necessárias tendentes à aplicação da taxa mínima de IVA à eletricidade atendendo à finalização do programa de ajuda externa, aos sinais de retoma da economia e de crescimento económico e ainda a que se trata de um serviço público essencial.

3. A proposta de lei n.º 385/2018, de 13 de outubro (Proposta de Lei do Orçamento do Estado para 2019), no seu Artigo 213º n.º 5 e 6 - Autorizações legislativas no âmbito do IVA - vem estabelecer que:

"...5 - Fica ainda o Governo autorizado a prever a aplicação da taxa reduzida prevista na alínea a) do nº. 1 e no n.º 3 do artigo 18º do Código do IVA a parte de montante certo da contrapartida devida pelos fornecimentos de eletricidade e gás natural paga pela adesão às respetivas redes, mantendo a aplicabilidade da taxa normal ao montante variável a pagar em função do consumo.

6 - O sentido e extensão da autorização legislativa prevista no número anterior são os seguintes:

a. *Alterar a Lista I anexa ao Código do IVA no sentido de permitir a tributação à taxa reduzida de IVA da componente fixa dos fornecimentos de eletricidade e de gás natural correspondente, respetivamente, a uma potência contratada que não ultrapasse 3,45 kVA e a consumos em baixa pressão que não ultrapassem os 10 000 m3 anuais;*

b. *Delimitar a aplicação da taxa reduzida prevista na alínea anterior de modo a reduzir os custos associados ao consumo da energia e a proteger consumos finais."*

4. O CT, ao considerar que a taxa de IVA reduzida é a única aplicável a um serviço público essencial, não compreende que a redução preconizada não abranja a totalidade dos escalões de potência, nem a componente de consumo de energia.

B. Contribuição para o audiovisual (CAV)

5. A Contribuição para o audiovisual (CAV) foi criada pela Lei n.º 30/2003, de 22 de agosto, que aprovou o modelo de financiamento do serviço público de radiodifusão e de televisão.

6. Este diploma veio determinar que o financiamento do serviço público de radiodifusão é assegurado por meio da cobrança da contribuição para o audiovisual a incidir sobre o fornecimento de energia elétrica para uso doméstico, sendo devida mensalmente pelos respetivos consumidores.

7. A proposta de OE para 2019, estabelece, no art.º 252º, que os valores mensais da contribuição para o audiovisual irão manter-se no ano de 2019.

8. O CT regista a proposta de manutenção do valor da CAV, considerando, no entanto, em linha com as posições anteriormente assumidas, que esta contribuição não deve estar associada à fatura de eletricidade, em nome da transparência e por ausência de conexão com o serviço de fornecimento de energia elétrica.

C. Saldos de gerência

9. O Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, que alterou e republicou os Estatutos da ERSE, veio consagrar no seu art.º 5º n.º 1, *que os saldos de gerência acumulados até ao final do exercício de 2009, nos termos do art.º 8º do Lei n.º 12-A/2010 de 30 de junho, deverão ser transferidos pela ERSE para o Estado, por terem sido considerados receita geral do Estado para o ano de 2010.*

10. Por outro lado, o nº 2 da norma acima referida explicita que os saldos de gerência apurados nos termos da norma acima mencionada deverão reverter a favor dos clientes de eletricidade e gás natural, nos termos também do nº 6 do art.º 50º dos Estatutos da ERSE.

11. O CT regista que desde o ano de 2009 foram acumulados saldos de gerência, até ao momento não devolvidos às tarifas nos termos regulamentares aplicáveis, não obstante as diligências desenvolvidas pelo Conselho de Administração da ERSE.

12. O CT reitera a necessidade de que se continuem a desenvolver todos os esforços com vista à concretização da devolução dos saldos de gerência acumulados pela ERSE desde há vários anos, até porque esta devolução terá um impacto positivo na formação das tarifas contribuindo para o seu desagravamento.

D. Estudo previsto no Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 junho

1. Nos termos do art.º 4.º do DL 74/2013, de 4 de junho, deverá o CT ser consultado com vista à emissão de parecer relativo *ao estudo sobre o impacte na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da UE e os seus efeitos redistributivos nas diversas rúbricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica*[46].
2. Por carta datada de 12/10/2017, dirigida ao CA da ERSE, o CT informou da sua pretensão em emitir parecer autónomo relativo ao estudo acima mencionado.
3. Pelo CA da ERSE foi dado conhecimento ao CT de uma proposta de termos de referência para o estudo.
4. Pela importância que atribui a este estudo, que não foi até à data disponibilizado, o CT reitera o seu entendimento que deverá ser consultado neste procedimento, nos termos do já referido diploma legal.

IV

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 15 de novembro de 2018.

[Parecer integral digitalizado]: ver pg. 311 e ss.

◆ Resposta da ERSE ◆

I

GENERALIDADE

I A. COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

A ERSE regista a posição do CT sobre a comunicação dos impactos tarifários. O exercício de comunicação de impactos tarifários pretende de uma forma simplificada fornecer informação sobre uma proposta de tarifas, que é naturalmente complexa. Assim, nesse exercício de comunicação nem sempre é possível incluir toda a informação que se encontra publicada nos documentos que fundamentam as tarifas e preços a vigorar.

Na comunicação dos impactos tarifários foi privilegiada, este ano, a comunicação das tarifas de acesso às redes, aplicáveis a todos os consumidores, independentemente de serem fornecidos pelos comercializadores do mercado livre ou pelos comercializadores de último recurso. Devido ao elevado peso que os custos de política energética e interesse económico geral (CIEGs) assumem hoje nas tarifas de acesso às redes, considerou-se igualmente relevante fornecer informação sobre a variação das tarifas que compõem as tarifas de acesso às redes. Assim, foi destacada a variação da tarifa de uso global do sistema

[46] Cf. parecer CT de 15/novembro/2017.

(fundamentalmente condicionada pelos CIEGs) e a variação das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição (sujeitas à regulação da ERSE).

Adicionalmente, a ERSE considerou importante destacar também informação sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais, aplicáveis aos consumidores fornecidos pelos comercializadores de último recurso e sobre as tarifas sociais de venda a clientes finais, aplicáveis aos consumidores vulneráveis em Baixa Tensão Normal (BTN).

I B. EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)

A ERSE regista os comentários do CT em relação à evolução dos CIEG. Tal como referido em ocasiões anteriores, a evolução dos CIEG e o controlo da sua trajetória futura encontra-se fora das competências da ERSE, dependendo, maioritariamente, de decisões tomadas pelo Governo no quadro da política energética. Ainda assim, importa referir que a evolução destes custos e a sua influência na sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional (SEN) são acompanhados de perto pelo Regulador, sendo as potenciais consequências associadas às obrigações de pagamento desses custos, pelos utilizadores das rede e consumidores, divulgadas pela ERSE nos documentos e *fora* adequados.

Relativamente aos valores globais dos CIEG nos próximos anos, a ERSE remete para o Governo a eventual divulgação de informação adicional sobre este tema.

I C. CUSTOS DE MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL (CMEC)

O apuramento dos impactos associados à passagem do regime dos CAE para o regime dos CMEC foi um exercício realizado pela ERSE, fora dos processos tarifários e no seguimento do Despacho do Secretário de Estado da Energia (SEE), de 12 de julho de 2017, que teve como ponto de partida o parecer da ERSE ao projeto de Decreto-Lei dos CMEC, de maio de 2004. A ERSE reavaliou um conjunto de situações que haviam sido suscitadas no parecer elaborado em 2004, que, de acordo com os pressupostos considerados no estudo de 2017, foram quantificados em 510 milhões de euros no período decorrido entre o início da aplicação dos CMEC até 2016. Em resultado deste estudo não foram repercutidos nas tarifas de 2018 ou de 2019 quaisquer montantes.

Já o montante de 285 milhões de euros, resulta de um procedimento desencadeado pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) em cumprimento do Despacho do SEE, de 5 de dezembro de 2017, proferido na sequência da resposta às questões colocadas pelo SEE sobre o regime jurídico dos CMEC nos pareceres n.os 23/2017 e 24/2017 do Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, que foram homologados. Com base nos fundamentos nele expostos, foi determinado, entre outros, que a DGEG, em articulação com a ERSE, apurasse: "… se foram ponderados no cálculo dos CMEC e dos respetivos ajustamentos, aspetos inovatoriamente definidos nos acordos de cessação dos CAE, em termos que permitam aferir da validade dos atos administrativos praticados e, no caso de existir alguma invalidade, apurar o impacto financeiro que os mesmos tiveram" [cf. Despacho do SEE, de 5 de dezembro de 2017]. Concluído o procedimento pela mencionada entidade competente, foi proferido Despacho pelo SEE, a 29 de agosto, que resultou na identificação de aspeto inovatório, quantificado em 285 milhões de euros, associado ao cálculo do coeficiente de disponibilidade verificado nas centrais com CMEC. Como resulta daquele Despacho e do subsequente Despacho de 4 de outubro de 2018, foi declarada, por integração da Informação n.º 111/DSPEE/2018 da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), "a nulidade dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC e, consequentemente, dos respetivos atos homologatórios, na parte, e apenas na parte, em que ponderou o aspeto inovatório, aí identificado, relativo ao fator referente à disponibilidade das centrais em causa, nulidade que, para evitar interpretações díspares, e com os fundamentos então explanados, expressamente se declara.".

Estando a ERSE no seu papel de regulador do Setor Elétrico obrigada, entre outros aspetos, a fazer cumprir os diversos diplomas legais aplicáveis, bem como as decisões administrativas que cabem ao Governo., tendo presente o estabelecido nos citados Despachos, e não se conhecendo decisão em sentido diverso, o

montante em causa, de 285 milhões de euros, tem de ser devolvido pela EDP Produção aos consumidores por via tarifária, o que, dada a dimensão do montante em causa, será feito anualmente, até ao nível que garante aos consumidores de energia elétrica a neutralidade tarifária dos pagamentos de CMEC, através das parcelas de acertos e de alisamento, por ser o único modo compatível com o sistema tarifário, num quadro de relativa estabilidade tarifária.

Relativamente à parcela de acerto da revisibilidade anual de 2017 não foi considerado qualquer montante, uma vez que não ocorreu à data a devida homologação por parte do membro do Governo responsável pela energia.

A ERSE concorda com a posição do CT no que respeita ao procedimento para reconhecimento da parcela relativa à renda do ajustamento final dos CMEC e sua apresentação nos Quadros, pelo que na versão final das tarifas de 2019 será efetuada a transferência dessa parcela e do respetivo ajustamento de faturação para a parcela de acerto.

Relativamente ao capítulo específico relativo aos CMEC, o mesmo já se encontra contemplado no documento de "Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2019". No entanto, conforme solicitado pelo CT, a ERSE irá completar esse capítulo com um quadro resumo dos montantes das principais parcelas dos CMEC considerados em tarifas no passado e os montantes a reconhecer até tarifas de 2027.

I D. INTERRUPTIBILIDADE

A ERSE não foi consultada, nem teve conhecimento de desenvolvimentos sobre o novo modelo de prestação do serviço de interruptibilidade previsto no artigo 3.º da Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, não sendo, portanto, possível identificar os eventuais impactos resultantes da sua aplicação, conforme solicitado pelo CT.

A propósito do acréscimo dos custos com interruptibilidade repercutidos nas tarifas de 2019, face ao custo real da interruptibilidade ocorrido em 2017, que de acordo com o citado no parecer do CT atingiu 6,14%, salientam-se os seguintes aspetos:

- Os valores de interruptibilidade repercutidos nas tarifas de determinado ano incorporam a previsão dos custos com o serviço de interruptibilidade para esse ano, excluindo o efeito da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, e a variação do custo com o serviço de interruptibilidade resultante da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013 referente ao ano anterior, acrescido dos encargos financeiros previstos nesta Portaria. Para ambas estas parcelas, os valores usados pela ERSE no cálculo tarifário de 2019 foram os valores previstos pela REN. Deste modo, a comparação efetuada pelo CT entre o custo da interruptibilidade ocorrido no ano de 2017 e o valor repercutido nas tarifas de 2019 não considera o desfasamento de um ano na repercussão da variação do custo de interruptibilidade decorrente da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013;
- De acordo com a legislação vigente, o valor do serviço de interruptibilidade pago a cada prestador, depende de variáveis associadas às suas instalações, como sejam a potência tomada mensalmente, potência anual contratada, a energia total consumida e a energia em horas de cheio e ponta. A alteração ao longo do tempo destas variáveis é o principal fator justificativo para as diferenças nos custos com interruptibilidade.

No caso particular dos prestadores de serviço de interruptibilidade abrangidos pela Portaria n.º 215-A/2013, a determinação do valor a pagar incorpora, adicionalmente, a utilização de um parâmetro dependente do preço da energia elétrica no mercado (Peh), que é definido trimestralmente. Assim, a evolução dos preços de mercado também se reflete nos custos com interruptibilidade repercutidos nas tarifas.

Como contributo para a reorganização dos vários mecanismos de mercado e administrativos, a ERSE realizou e publicou o estudo que intitulou "Instrumentos para a participação da oferta e da procura na gestão do sistema elétrico nacional".

I E. FONTES DE FINANCIAMENTO DO SEN CONSTANTES DA PROPOSTA DE ORÇAMENTO DO ESTADO 2019

O entendimento da ERSE sobre o artigo 224.º da proposta de OE é que os montantes coletados através das novas taxas serão afetados ao FSSSE. A reversão para o SEN de 50% das verbas coletadas por via destas taxas ocorrerá através das transferências efetuadas por este fundo para o SEN, que deverão acrescer aos montantes previstos no Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, na redação proposta no artigo 256.º da proposta de OE para 2019, designadamente aos que resultam do produto da contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE). Neste contexto legislativo, estes montantes serão alocados de acordo com decisões do Governo (vide ponto seguinte).

A ERSE toma nota da posição do CT de que os montantes resultantes das novas taxas devam ser transferidos integralmente para os credores do défice tarifário e não através das tarifas. Todavia, importa salientar o efeito limitado desta medida, tendo em conta que a grande maioria da dívida tarifária já se encontra titularizada.

I F. FUNDO DE SUSTENTABILIDADE SISTÉMICA DO SETOR ENERGÉTICO (FSSSE)

A ERSE regista os comentários do CT relativos aos desvios das transferências do FSSSE para o SEN em relação aos valores previstos nos sucessivos cálculos tarifários. Sobre este aspeto, a ERSE tem evidenciado nos seus documentos o facto dos montantes previstos não serem recebidos na totalidade, dando origem a ajustamentos significativos na atividade regulada onde são considerados, os quais incidem, em última instância, sobre os utilizadores das redes e consumidores de energia elétrica. Adicionalmente, a ERSE tem manifestado junto do Governo a necessidade de conhecer com antecedência suficiente os valores das transferências provenientes do FSSSE, de modo a que os valores possam ser incluídos nos cálculos tarifários com o devido respaldo legal.

As alterações ao Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, que constam da proposta de Orçamento de Estado para 2019, já contemplam em parte as preocupações da ERSE, ao referir no número 3 do artigo 7.º, que as entidades gestoras do FSSSE (Direção-Geral do Tesouro e Direção-Geral de Energia e Geologia) devem dar a conhecer à ERSE as previsões dos montantes das receitas do FSSSE a alocar às tarifas de cada ano, até 15 de setembro.

Entretanto, foi dado conhecimento à ERSE do Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais, de 30 de novembro, que estabelece os valores da CESE a afetar à cobertura de encargos decorrentes da redução da dívida tarifária do SEN de 154 M€ e um montante adicional de receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa, no âmbito do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) de 35 M€, ambos com incidência nas tarifas de 2019.

Pela alteração que introduzia aos pressupostos da proposta sobre a qual o CT deu parecer, em 4 de dezembro, a ERSE entendeu dar a conhecer ao CT este despacho e elaborou para informação reservada apenas ao Conselho uma síntese dos seus potenciais impactes sobre a proposta de tarifas e não, como salientou, no cálculo definitivo das tarifas para 2019 cujos trabalhos, incluindo a análise das sugestões do CT estavam então, como é sabido, em curso e podem implicar outros ajustamentos com impactes.

I G. DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DE DÍVIDA

A ERSE regista o reconhecimento por parte do CT das ações desenvolvidas em prol da sustentabilidade do Setor Elétrico Nacional (SEN).

No entanto, apesar da sua redução para cerca de 3,2 mil milhões de euros, a dívida tarifária do SEN continua bastante elevada, pelo que a sua redução não poderá deixar de constituir uma das principais preocupações

da ERSE. Enquanto a dívida tarifária mantiver dimensões semelhantes às que verifica atualmente, qualquer possibilidade de voltar a reduzir as tarifas no futuro, com impactes positivos nos anos subsequentes, deverá ser conjugada com a redução da dívida, de forma a assegurar a sustentabilidade financeira do setor elétrico no médio e longo prazo.

I H. TARIFAS TRANSITÓRIAS

Conforme referido pelo CT o aprofundamento do mercado livre é um caminho contínuo e constante. O desenvolvimento e adesão dos consumidores de BTN ao mercado liberalizado tem-se revelado prudente, permitindo que os consumidores por mote próprio e em função dos argumentos do mercado possam escolher o seu comercializador. O mercado liberalizado da energia tem-se revelado, igualmente, atrativo para os comercializadores considerando o número sempre crescente de novos comercializadores entrantes.

Para a ERSE, o desafio do mercado liberalizado passa por manter os níveis de confiança dos consumidores no mercado, alicerçados quer nos níveis de qualidade de serviço associados à mudança de comercializador e aos serviços prestados, quer no funcionamento adequado e robusto dos novos comercializadores de mercado. A ERSE considera essencial as empresas comercializadoras privilegiarem ações de investimento que lhes garantam condições económicas equilibradas, adotando estratégias económicas prudentes, de longo prazo e adaptadas ao funcionamento harmonioso do mercado grossista e retalhista, bem como promovam a inovação promovendo e tirando partido da digitalização e informatização dos sistemas, em benefício dos consumidores.

A ERSE contribuirá para a continuação do desenvolvimento do mercado privilegiando a informação aos consumidores, a atuação legal e adequada dos agentes de mercado e uma regulação equilibrada e eficiente, garantindo a segurança de abastecimento e a proteção aos clientes vulneráveis.

II. OLMC (OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR)

A respeito da alínea a) do número 1, dos Procedimentos de Mudança de Comercializador, vem a ERSE informar que os mesmos foram publicados na página da ERSE, no dia 9 de novembro.

A ERSE acompanhou e tem vindo a acompanhar, a todo o tempo, o processo de transição das entidades que eram responsáveis pela gestão de mudança de comercializador para o OLMC, tendo-se procurado, nesta fase, assegurar a estabilidade de regras.

A ERSE considera importante enfatizar que a preparação dos procedimentos de mudança de comercializador foi efetuada de modo a assegurar uma fase de transição na gestão desta atividade que assegurasse regularidade e continuidade no que é percecionado pelos consumidores, últimos destinatários deste conjunto de regras, mas que não as aplicam diretamente. Importa ainda referir que, para efeitos da aprovação efetuada e sua publicação em data atrás mencionada, a ERSE não deixou de promover uma consulta de interessados sobre a proposta inicial, efetuando uma avaliação criteriosa dos comentários rececionados e mentando o sentido geral de não promover, para já, qualquer alteração significativa do contexto regulamentar.

Tendo em conta que o OLMC é comum para ambos os setores, os novos procedimentos foram elaborados acomodando esta nova realidade, comuns para a eletricidade e para o gás natural, salvaguardando as especificidades de cada setor, quando existam.

A alínea a) do artigo 11º do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, estabelece que a transferência da titularidade dos sistemas de informação de suporte à atividade de mudança de comercializador deverá ocorrer nos termos e condições aprovadas pelo membro do Governo responsável pela área da energia sob proposta da ERSE.

Neste sentido, e no caso particular da EDP Distribuição depois de feitas as adaptações necessárias para que a transferência da titularidade dos sistemas de informação contemplasse as orientações legalmente

impostas, a ERSE enviou, a 13 de novembro, para a Secretaria de Estado da Energia as propostas de Autos de Transferência de ativos da REN e da EDP Distribuição para a ADENE.

I J. RECOMENDAÇÕES ANTERIORES DO CT

1. No que respeita ao tema da eficiência no consumo da energia, a ERSE tem previsto, previamente ao lançamento do próximo concurso do PPEC, a realização de uma consulta pública para discussão das regras do mesmo. Como é habitual, acompanharão as propostas os estudos necessários à sua fundamentação, incluindo uma avaliação do impacto tarifário.

2. Uma estrutura tarifária aderente aos custos é essencial para assegurar uma boa utilização do sistema elétrico. A ERSE reconhece que a determinação do peso adequado dos termos de potência e de energia é um dos pontos chave para obter uma estrutura tarifária eficiente. No que respeita à recomendação do CT para avaliar o alinhamento entre a estrutura de receitas e de custos nas tarifas de acesso às redes, a ERSE sublinha que está a decorrer, nos termos da Diretiva n.º 6/2018, de 27 de fevereiro, um projeto-piloto de aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal continental, cuja conclusão está prevista para 31 de maio de 2019.[47] Este projeto-piloto conta com 82 participantes. A ERSE considera que este projeto permitirá recolher informação valiosa para avaliar as alterações à estrutura tarifária testadas no piloto, incluindo sobre o peso das componentes de potência e de energia.

3. Na última revisão regulamentar o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico (RARI) foi alterado prevendo que os planos de investimento das Regiões Autónomas sejam submetidos à ERSE para aprovação. Nos termos do artigo 25.º do RARI, os planos de investimento são apresentados em cada 3 anos, no ano anterior ao início do período regulatório. Considerando que o RARI entrou em vigor a 19 de dezembro de 2017, os planos de investimento das RA deverão ser apresentados à ERSE em 2020, para efeitos de aprovação do próximo período regulatório que se inicia em 2021.

4. A respeito do contexto legal que envolve o tema de procedimentos fraudulentos, e acompanhando a ERSE a preocupação manifest6da pelo Conselho Tarifário com este tema, faz-se notar que a ERSE já, por diversas vezes, diligenciou no sentido de ser alterado o quadro legal que se encontra expresso no Decreto-Lei n.º 328/90, tendo, inclusivamente elaborado comentários sobre uma proposta de alteração legislativa.

   Importa, todavia, circunstanciar que, com a aprovação do Decreto-Lei n.º 69/2018, que atribui responsabilidades de fiscalização à ENSE – Entidade Nacional para o Setor Energético, não resulta ainda totalmente claro o conjunto de implicações sobre a matéria e o tema em apreço.

   A ERSE tem exortado os operadores de rede a efetuarem as interrupções de fornecimento que se fundamentem na verificação objetiva de procedimentos fraudulentos, o que, não resolvendo o essencial do problema que se cria, permite ao menos atenuá-lo pela sua não persistência no tempo. Esta circunstância é tanto mais necessária, quanto a prerrogativa de interrupção com este fundamento foi solicitada a seu tempo pelos próprios operadores de rede como necessária no quadro regulamentar, o que veio a suceder.

   Por fim, cabe referir que a ERSE, tal como já se verificou no passado, tomará diligencias no sentido da promoção da revisão do Decreto-Lei nº 328/90, que, efetivamente, encontra-se desfasado da realidade organizacional do setor elétrico e ao atual contexto.

[47] No segundo projeto-piloto ('introdução de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT') previsto nessa mesma Diretiva não se atingiu a dimensão mínima em termos de clientes participantes para permitir posteriormente uma análise de benefício-custo com resultados robustos.

5. Embora não seja da sua competência direta, a ERSE já solicitou informação complementar sobre as auditorias energéticas enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, às entidades competentes, cuja resposta ainda aguarda.
6. A ERSE tem vindo a acompanhar os desenvolvimentos das redes inteligentes de eletricidade quer ao nível do seu enquadramento regulatório quer dos desenvolvimentos tecnológicos e económicos. Durante o ano de 2018, a ERSE promoveu a atualização do estudo sobre custos e benefícios dos contadores inteligentes de eletricidade, enquadrado na Portaria n.º 231/2013, com vista a construir uma perspetiva atualizada sobre o tema e a apresentar ao Governo uma atualização dos estudos anteriores. Os resultados desta atualização do estudo serão em breve comunicados ao Governo e divulgados publicamente.

II

ESPECIALIDADE

II A. ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

1. ADITIVIDADE TARIFÁRIA EM PORTUGAL CONTINENTAL

O princípio da aditividade tarifária, previsto nos princípios gerais do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, necessita de ser devidamente articulado com a aplicação de outros princípios, designadamente a proteção dos clientes face à evolução das tarifas. Este último princípio é assegurado através dos mecanismos de limitação de acréscimos por termo tarifário. A aprovação das tarifas a vigorarem em cada ano é orientada pela aplicação holística destes dois princípios gerais.

A convergência para as tarifas aditivas será tanto mais rápida quanto maior forem as variações máximas permitidas por termo tarifário. Num contexto em que se verificam reduções tarifárias nas tarifas transitórias do Continente e nas tarifas reguladas das Regiões Autónomas, e tomando a taxa de inflação prevista para o próximo ano como variação máxima permitida, existem naturalmente condições mais favoráveis para melhorar a aditividade das tarifas reguladas.

2. CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A ERSE concorda que o seu esclarecimento prestado ao CT, no âmbito dos trabalhos do CT para a formulação do seu parecer à proposta de tarifas, relativo à convergência tarifária das Regiões Autónomas aumenta a transparência do processo de aprovação de tarifas. Por essa razão, considera-se adequado que essa análise da ERSE seja adicionada ao capítulo 'Análise da Convergência Tarifária' do documento anual de 'Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços'.

Importa sublinhar que a existência de variações tarifárias globais distintas entre o mercado regulado de Portugal Continental e os mercados regulados das Regiões Autónomas se deve a diferenças na estrutura de consumos de cada região e à aplicação de fatores de agravamento nas tarifas transitórias em MT e BTE de Portugal Continental, que não se repercutem nas tarifas de venda a clientes finais em MT e BTE das Regiões Autónomas.

3. PROPOSTA DA ERSE DE ALTERAÇÃO DA FATURAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES NA ILUMINAÇÃO PÚBLICA (IP)

A ERSE concorda que a nova regra de faturação das tarifas de acesso às redes de Iluminação Pública, que estabelece que a faturação das tarifas de Acesso às Redes nos circuitos de IP se aplica à agregação virtual de todos os circuitos associados a um mesmo Posto de Transformação, considerada positiva por parte do CT, permite tratar todos os circuitos de IP no país da mesma forma, evitando decisões casuísticas nos concelhos em que razões histórias determinaram diferentes configurações da rede de IP.

II B. VARIAÇÕES TARIFÁRIAS E AJUSTAMENTOS

A ERSE tem vindo de forma sistemática a aprofundar a estrutura tarifária assegurando-se, por um lado, uma reflexão adequada das funções de custos marginais ou incrementais das várias atividades do setor nos preços das tarifas e, por outro lado, garantindo-se a recuperação dos custos eficientes globais das várias atividades reguladas.

Para 2019 observam-se reduções tarifárias substanciais nas tarifas de acesso às redes, justificadas por reduções, quer das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição, quer da tarifa de Uso Global do Sistema, fundamentalmente condicionada pelos CIEG.

As tarifas de venda a clientes finais beneficiam, por um lado, das reduções nas tarifas de acesso às redes e, por outro lado, têm que integrar o agravamento observado na tarifa de energia, que reflete a subida dos custos de aprovisionamento nos mercados grossistas de eletricidade.

Os consumidores domésticos em BTN ao utilizarem todas as redes elétricas apresentam uma faturação total dominada pelas tarifas de acesso às redes (cerca de 60%) e, consequentemente, mais beneficiam da redução das tarifas de acesso às redes.

Os consumidores empresariais, ligados aos níveis de tensão mais elevados, ao utilizarem menos redes elétricas apresentam uma faturação mais dominada pela tarifa de energia (a tarifa de energia representa para os fornecimentos em MAT, AT e MT uma proporção que varia entre 60% e 70%), que reflete os custos de aprovisionamento e, consequentemente, são mais impactados pela subida de preços observada nos mercados grossistas.

Em face dos comentários recebidos em sede de consulta pública, bem como ao parecer do CT genericamente favorável à proposta apresentada, a ERSE decidiu aprovar as alterações ao RT consagrando o mecanismo de adequação da tarifa de energia permitindo a sua atualização de forma flexível e balizada por parâmetros previamente conhecidos, bem como o mecanismo de aprovisionamento de energia pelo CUR, concretizado numa estratégia de aquisição de diferentes produtos com diferentes maturidades.

Não obstante, e tomando em consideração as construtivas críticas apresentadas na consulta pública, a ERSE complementará o quadro regulamentar relativo às estratégias de aprovisionamento do CUR, com regulamentação suplementar visando aprofundar as questões mais operacionais de funcionamento.

II C. MEDIDAS MITIGADORAS

De acordo com o preâmbulo da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro, que inicialmente dispôs sobre esta matéria, os valores a abater à remuneração paga pelo CUR a cada centro electroprodutor em regime especial que beneficie de remuneração garantida foram estimados *"em cerca de 140 milhões"* (citação do preâmbulo da referida Portaria).

Subsequentemente, ao abrigo do artigo 171.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para o ano de 2017, a Portaria n.º 69/2017, de 16 de fevereiro, veio estabelecer que a devolução daqueles montantes carece da publicação de um Despacho do Governo, após proposta da Direção-Geral da Energia e Geologia (DGEG), ouvida a ERSE, o qual ainda não foi publicado.

A 9 de outubro de 2018, a ERSE recebeu uma comunicação da Secretaria de Estado da Energia com o ponto de situação da aplicação da Portaria n.º 69/2017, que indica o limite superior para os montantes recebidos cumulativamente pelos produtores renováveis determinado pela Direção-Geral de Energia e Geologia, o qual ascende a 309,3 milhões de euros, sendo substancialmente superior ao inicialmente estimado. Sobre este tema, importa também referir que foi dado conhecimento a que Inspeção-Geral de Finanças concluiu um relatório, onde deverão ser validados os centros electroprodutores que beneficiaram de remuneração garantida cumulativamente a outros apoios públicos à promoção de energias renováveis.

Neste contexto, a ERSE considerou, por prudência, no cálculo da proposta tarifária para 2019 um montante de 140 milhões de euros a abater nas tarifas, decorrente da aplicação da Portaria n.º 69/2017, de 16 de fevereiro, que se situa substancialmente abaixo do limite superior comunicado pela Secretaria de Estado da Energia.

A respeito da aplicação do regime aprovado pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, a ERSE esclarece que o cálculo dos 41 M€ considerou a aplicação do mecanismo a partir do 2.º trimestre de 2019 até ao final do ano. O efeito estimado resultou da aplicação do produto do valor do parâmetro associado ao evento extramercado externo ao SEN – cujo valor é aprovado em Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia - pela produtibilidade ajustada estimada associada aos centros eletroprodutores abrangidos por aquele Decreto-Lei. A aplicação de um valor nulo até ao início do 2.º trimestre de 2019 justifica-se, na avaliação da ERSE, com a alteração do regime legal em Espanha através da aprovação do *Real-Decreto Ley* n.º 15/2018, de 6 de outubro, que introduziu uma isenção do regime fiscal aplicável aos centros eletroprodutores espanhóis durante o 4.º trimestre de 2018 e o 1.º semestre de 2019 (vide páginas 97435 e 97461 do *Boletín Oficial del Estado* de 6 de outubro onde consta o Real-*Decreto Ley* n.º 15/2018). Em face disto, a ERSE propôs ao Governo que, para o período correspondente ao da referida isenção em Espanha, o parâmetro a aplicar em Portugal associado ao evento extramercado fosse nulo. Não tendo a ERSE indicação concreta de que esta proposta tenha sido consagrada já em Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, nem qual o regime que se adotará em Espanha a partir do 2.º trimestre de 2019, foi considerado para 2019 esta abordagem, que é a que integra a melhor informação disponível à data da aprovação das tarifas e preços para 2019.

II D. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2019

1. EVOLUÇÃO DO CONSUMO E PREVISÕES

Conjugando a análise da informação recebida das empresas com a evolução do consumo de energia elétrica ocorrida até novembro de 2017, a ERSE considera que as previsões de evolução do consumo referido à emissão constantes da proposta tarifária para 2019, respetivamente de +2,8% em 2018 (51 012 GWh) e de +1,1% em 2019 (51 558 GWh), se mantêm consistentes com a informação mais recente conhecida até à data.

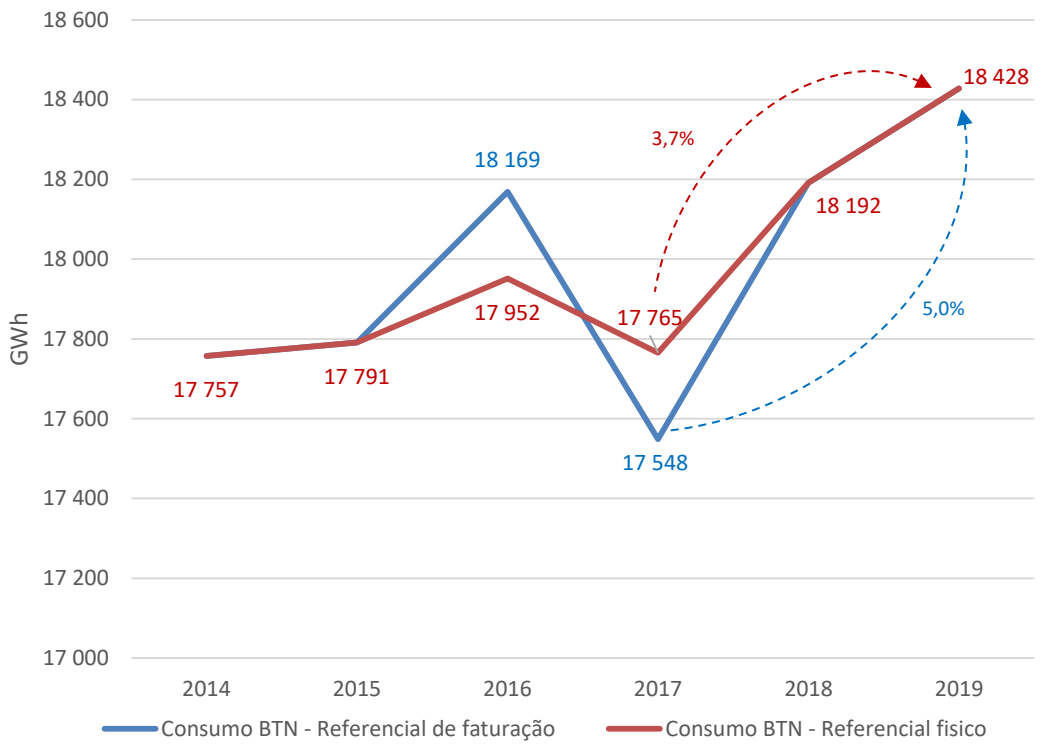
De facto, o consumo referido à emissão registado até ao final de novembro de 2018 cresceu cerca de 3,0% em relação ao período homólogo de 2017, o que corresponde a uma variação acima da estimativa da ERSE. Extrapolando esta evolução de 3% para o final do ano, atingindo assim um valor de 51 126 GWh em 2018, conclui-se que o nível do consumo referido à emissão previsto pela ERSE para 2019 (51 558 GWh) será atingido com um crescimento de 0,8% em relação a esta nova estimativa de 2018.

As previsões macroeconómicas do Banco de Portugal, FMI e Comissão Europeia preveem um abrandamento do crescimento do PIB para 2019, para 1,9%, superior à evolução prevista pela ERSE para o consumo referido à emissão para esse ano. Note-se que em 2018, o crescimento da economia portuguesa, medido pela variação do PIB, será inferior ao crescimento do consumo de eletricidade em Portugal pela primeira vez desde 2012. Caso se confirme esta inversão na tendência da intensidade elétrica do PIB, seria inclusivamente de ponderar uma evolução do consumo superior à prevista pela ERSE, que por uma questão de prudência não foi considerada.

Face ao exposto, a ERSE não encontra razões para alterar as previsões do consumo referido à emissão que foram consideradas na proposta de tarifas para 2019 submetida ao Conselho Tarifário em outubro de 2018.

Importa também assinalar que a variação de 5% do consumo em BTN de 2017 para 2019 indicada no parecer do CT (ver alínea II.D.d) se encontra distorcida pela correção em 2017 dos efeitos das leituras por estimativas realizadas em 2016 pela EDP Distribuição, conforme referido pela ERSE no ponto 2.1 do documento "Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2019". Com a correção deste efeito, a variação do consumo em BTN situa-se nos 3,7%, de acordo com o ilustrado na figura seguinte:

Figura 3 – Impacto da sobrefaturação de 2016 para o nível de tensão em BTN



2. NÚMERO DE CONSUMIDORES NO MERCADO LIVRE

O parecer do Conselho Tarifário vem constatar o aumento de clientes no mercado livre durante o ano de 2018, mencionando a necessidade de informação adicional relativamente à opção pelo regime equiparado às tarifas transitórias.

Sem prejuízo da ERSE desenvolver esforços para, no futuro, ser apresentada informação relativamente às ofertas equiparadas às tarifas transitórias, designadas por "Condições de Preço Regulado", faz-se notar que, nos termos do quadro legal em vigor, os comercializadores em mercado livre estão apenas obrigados a informar a ERSE se praticam ou não "Condições de Preço Regulado", e não o número de clientes que optaram por essa oferta.

II E. PREVISÕES PARA O CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DO CUR PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

À semelhança dos anos anteriores, as previsões do custo médio de aquisição do comercializador de último recurso (CUR) para fornecimentos dos clientes relativas ao ano de 2019 e a estimativa para o corrente ano de 2018, apresentados no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", anexo à proposta de tarifas para 2019, de 15 de outubro de 2018, tiveram por base os preços que se verificavam nos mercados de futuros para entregas em 2019, no período que antecedeu a publicação do referido documento, e nos dados reais verificados durante o corrente ano de 2018. Este preço, tal como referido no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", inclui todos os custos que o CUR incorre na aquisição de para fornecimento da sua carteira de clientes, incluindo o prémio de risco implícito associado à contratação nos mercados de futuros, os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado (cf. página 34 do documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico").

A prática seguida este ano reflete a prática dos anos anteriores, incluindo na definição das previsões para as tarifas de 2018. Os preços no mercado de futuro para entregas em 2018 verificados nos meses de setembro e agosto de 2017 apontavam para valores iguais aos considerados na proposta de tarifas. As previsões definitivas da ERSE dos preços de aquisição de energia, que foram revistas em alta como refere o CT, refletiam os preços médios no mercado de futuros para entrega em 2018 verificados entre os meses de setembro e novembro de 2017.

Caso o CUR tivesse aplicado uma estratégia de cobertura de risco e adquirido a maior parte da sua energia nos mercados de futuros antes da proposta tarifária, o custo de aquisição de energia ocorrido não se afastaria significativamente dos valores previstos no ano anterior.

Para fazer face a situações desta natureza, a ERSE decidiu, tal como referido pelo CT, propor uma alteração do regulamento tarifário do setor elétrico com a introdução de mecanismos de aprovisionamento eficiente do CUR e de adequação da tarifa de energia, que se submeteu a consulta pública até ao passado dia 15 de novembro de 2018. Esta proposta de alteração tem como objetivos finais, por um lado, a previsibilidade e estabilidade da tarifa regulada e, por outro, reduzir a exposição do CUR à volatilidade dos preços no mercado à vista, assegurando-se, em situações de desvios excecionais a atualização da tarifa de energia, de modo a garantir-se uma maior adequabilidade dos preços da tarifa regulada aos preços observados nos mercados grossistas.

II F. MERCADO LIBERALIZADO (ML)

A ERSE regista o entendimento do Conselho Tarifário sobre a importância de mecanismos de comparação de ofertas, permitindo acrescentar que, nas recentes revisões regulamentares, outros mecanismos foram introduzidos para aumentar a comparabilidade de ofertas e as escolhas informadas pelos consumidores, nomeadamente a ficha contratual padronizada, que potencia, justamente, uma escolha informada e consciente por parte do consumidor, assente num elemento padronizado, comparável e transversal.

A disponibilização de ferramentas que permitam aos consumidores de energia comparar as ofertas disponíveis no mercado liberalizado tem sido uma prioridade para a ERSE. Tendo sido a primeira instituição a lançar um simulador para a comparação de ofertas de energia em Portugal, a ERSE atualizou a 29 de maio de 2018 o seu simulador, resultando numa ferramenta mais intuitiva e mais informativa. Importa destacar que o novo simulador de preços da ERSE disponibiliza toda a informação relativa às ofertas comerciais em formato de base de dados, permitindo a terceiros (empresas, consumidores, associações de defesa do consumidor, etc.) ter um acesso fácil e transparente a toda a informação e tratá-la com ferramentas de análise. A este simulador de preços a ERSE junta ainda a publicação trimestral dos Boletins das Ofertas Comerciais na eletricidade e no gás natural, os quais identificam as ofertas comerciais mais competitivas no final de cada trimestre para diferentes perfis de consumo.

II G. LICENCIAMENTO DE COMERCIALIZADORES E GESTÃO INTEGRADA DE GARANTIAS

1. ENQUADRAMENTO

A ERSE regista e acompanha a preocupação manifestada pelo Conselho Tarifário relativamente às situações de insolvência – com consequente disrupção da atividade respetiva – de comercializadores a atuar no mercado livre de energia elétrica. Com efeito, tais situações implicam a consumação de um risco sistémico para o SEN, que, de resto, levou a ERSE a lançar uma discussão alargada sobre o modelo de gestão de riscos e garantias no contexto do SEN, que datou de outubro de 2016 e que teve, posteriormente, incidência na revisão regulamentar do setor elétrico concretizada em 2017.

Com a referida alteração regulamentar, procurou a ERSE, na esfera das suas competências, contribuir para a mitigação dos referidos riscos sistémicos, sem que tal pusesse em causa – antes, potenciasse – um clima de sã concorrência no mercado retalhista, contribuindo igualmente para a redução de barreiras à entrada indevidas.

Em todo o caso, a ERSE não deixa de notar que, em sede de licenciamento de operadores económicos, atividade que não integra as competências da ERSE, se poderá atuar no sentido de reduzir os riscos sistémicos atrás referidos. Consequência dessa avaliação, a ERSE teve já ocasião de formular uma proposta de alteração legislativa, que foi remetida ao Governo, e que prevê uma ação coordenada em várias vertentes para uma gestão de riscos mais efetiva e preventiva de situações de disrupção no fornecimento.

No mercado português registou-se, efetivamente, a insolvência de três comercializadores, dois dos quais eram sociedades de direito espanhol. O que, sem prejuízo das preocupações que esse facto levanta, tem de ser enquadrado no panorama europeu traçado pela liberalização dos mercados.

Assim, segundo um levantamento que os reguladores europeus promoveram, nos últimos anos registaram-se dezenas de insolvências de comercializadores em, pelo menos, 14 diferentes países europeus (conforme figura abaixo), incluindo em Estados-membros como Alemanha, França, Espanha, Holanda, Bélgica e Reino Unido. Os dados coligidos permitem saber que nalguns casos os comercializadores insolventes estavam primariamente registados noutros Estados-membros atuando ao abrigo do regime da livre circulação (passaporte comunitário), a exemplo do sucedido com um comercializador que atuava na Áustria e na Alemanha.

Figura 4 – Insolvência de comercializadores em países europeus

Noutro plano, importa acrescentar que a ERSE, reconhecendo a necessidade de alterar a gestão de riscos e garantias nos setores elétricos e do gás natural, nomeadamente no que diz respeito aos procedimentos, meios de prestação e atualização das garantias, seus custos e consequências de incumprimentos de obrigações por parte de agentes de mercado, lançou em outubro de 2016 uma consulta sobre este tema. As conclusões dessa consulta conduziram a uma revisão regulamentar do setor elétrico mais orientada, que se veio a concretizar em 2017. Com a publicação do Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico (RRC), em dezembro de 2017, consagrou-se a existência de um modelo integrado de aferição de riscos e de prestação de garantias, o qual deve ser objeto de subregulamentação para operacionalização dos detalhes operativos. Ainda assim, atentas as circunstâncias do mercado elétrico a ERSE adotou um regime transitório de gestão de riscos e garantias no SEN, através da Diretiva n.º 11/2018.

2. GESTÃO PRUDENCIAL NA ATRIBUIÇÃO DE LICENÇAS DE COMERCIALIZAÇÃO

No quadro da proposta de alteração legislativa acima referida, a ERSE incluiu um conjunto de disposições que visam reforçar a componente de gestão prudencial de riscos para o SEN, o que se traduz em dois planos distintos:

1) A concretização de uma gestão de riscos integrada para os setores elétrico e do gás natural, para que, por via da informação e do seu tratamento, se permita prevenir a ocorrência de disrupções na atividade de comercialização; e
2) A adoção de critérios de verificação prévia da idoneidade técnica e económica para a abordagem da atividade de comercialização de energia elétrica mais eficazes no que concerne à prevenção de riscos, o que deve ser complementado, na perspetiva da ERSE, por normas que inibam as situações de reincidência na consumação de riscos.

Faz-se notar que, na perspetiva da ERSE, a adoção de critérios que se podem considerar mais restritivos no reconhecimento de operadores económicos não traduz necessariamente um aumento das barreiras à participação em mercado retalhista de eletricidade (e, igualmente, de gás natural, por força da referida abordagem consolidada). Com efeito, a consumação de situações de insolvência tem objetivamente um efeito mais adverso sobre a operativa dos agentes económicos – sobretudo os entrantes e de menor dimensão – por erosão reputacional do mercado e, consequentemente, desses mesmos agentes.

Entende, ainda, a ERSE que o mencionado reforço das disposições de caráter prudencial contribui objetivamente para o reforço da confiança dos consumidores no funcionamento do mercado e das alternativas que este proporciona, o que, sendo desejável no plano dos princípios, é também gerador de menores custos para o SEN (e para os consumidores).

3. GESTÃO INTEGRADA DE RISCOS E GARANTIAS

Em sequência do referido nos pontos anteriores, a ERSE regista a concordância do Conselho Tarifário com a consagração de um modelo de gestão integrada de riscos e garantias no contexto do SEN (e, igualmente, do SNGN), o que corresponde ao espírito da consulta dirigida promovida pela ERSE em outubro de 2016, da revisão regulamentar do setor elétrico de 2017 e da proposta de alteração legislativa remetida ao Governo. Regista-se, igualmente, a posição do Conselho Tarifário quanto à entidade que deverá ser designada para a gestão integrada de riscos e garantias, posição essa que se considera da maior importância dada a ampla representação de interesses que o Conselho Tarifário assegura.

Em acréscimo, esclarece-se que o conjunto de regras transitórias adotado pela ERSE correspondem já a subregulamentação do RRC, que têm caráter declarado de transitoriedade por se considerar que as regras finais devem beneficiar de outros desenvolvimentos que não estão ainda concretizados.

II H. TARIFAS DE ACESSO PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

As atividades associadas à mobilidade elétrica beneficiam de um regime transitório (fase piloto) que justifica o pagamento faseado dos carregamentos, abrangendo nesta primeira fase apenas os carregamentos rápidos. A decisão sobre o fim do período transitório, da competência do Governo, determinará igualmente o final do período de utilização sem custos diretos para utilizador.

A ERSE já publicou os documentos normativos necessários ao desenvolvimento do setor, designadamente o Regulamento da Mobilidade Elétrica, bem como as tarifas de acesso à mobilidade elétrica que se aplicam, nesta fase, aos carregamentos sujeitos a pagamento e, no final da fase piloto, a todos os carregamentos abrangidos pela mobilidade elétrica. A ERSE tem estado disponível para o diálogo com a entidade gestora da mobilidade elétrica, visando a implementação dos restantes elementos regulamentares, necessários à aplicação do regime em pleno. Importa salientar que os normativos aprovados pela ERSE, foram criados sem a informação de utilização dos postos de carregamento e (quase) sem carros elétricos a circular. Neste contexto, é expetável que se verifique a breve trecho a necessidade de reformular as regras existentes, visando adaptar a regulamentação às necessidades atuais do setor.

A atuação da ERSE mantém como princípios orientadores a promoção da concorrência na mobilidade elétrica, a defesa dos direitos do consumidor relativamente a preços e a condições de prestação do serviço, bem como a necessidade de evitar subsidiações cruzadas nos setores regulados.

II I. TARIFAS DE ACESSO EM PORTUGAL CONTINENTAL

A variação das tarifas de Acesso às Redes depende, por um lado, das variações das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição e, por outro lado, da variação da tarifa de uso global do sistema fundamentalmente condicionada pelos custos de política energética e interesse económico geral (CIEG).

Conforme referido pelo CT, nos últimos anos as tarifas de acesso às redes foram fundamentalmente condicionadas por acréscimos na tarifa de uso global do sistema, tendo as tarifas de uso das redes de distribuição e transporte, que se reduziram nesse mesmo período, contribuído para amenizar as variações das tarifas de acesso às redes.

Nas tarifas de energia elétrica para 2019, para além da redução de tarifas de uso das redes, é de destacar o esforço que é efetuado na redução dos custos de interesse económico geral e de política energética que contribuem para reduzir, de forma significativa, a tarifa do uso global do sistema.

II J. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO (CUR)

A ERSE no cálculo dos proveitos permitidos de qualquer atividade regulada procura respeitar e garantir o equilíbrio económico-financeiro dos operadores em causa. Deste modo, a definição das metodologias regulatórias, das bases de custos e dos indutores de custos têm sempre em conta as caraterísticas e as especificidades de cada atividade.

No caso da atividade de Comercialização de Último Recurso, desde a extinção das tarifas de venda a clientes finais que a ERSE tem atuado de forma a garantir que a progressiva redução da sua atividade não coloque em causa a viabilidade financeira da empresa.

Pela sua natureza, a consideração de custos não controláveis nos valores finais dos proveitos tem um caráter extraordinário e está sempre sujeita à avaliação da ERSE decorrente de uma análise casuística, bem como do desempenho económico e financeiro da empresa. Tal avaliação não tem justificado a consideração de uma parcela desta natureza nos proveitos permitidos da empresa.

II K. PROVEITOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (DEE)

O CT apresentou alguns comentários sobre situações específicas associadas à proposta de devolução de amortizações por parte da EDP D, bem como á devolução às tarifas de proveitos suplementares com aluguer de equipamentos em BT.

No que diz respeito à proposta de devolução de amortizações ocorridas entre 2012 e 2017 de edifícios alienados pela EDP Distribuição, a ERSE informará, atempadamente, o CT do resultado das análises efetuadas.

Quanto à devolução às tarifas de proveitos suplementares com aluguer de equipamentos, a verba de 3,3 milhões de euros de devolução às tarifas prevista na proposta tarifária de 15 de outubro contempla a obtenção recente de informação auditada relativa aos ganhos efetivamente ocorridos entre 2015 e 2017 com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações.

Nos próximos exercícios tarifários, a ERSE continuará a avaliar os ganhos reais obtidos pelos operadores com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações.

A ERSE iniciou já uma colaboração com a ANACOM na definição da metodologia da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações. Contudo, apenas após a conclusão deste processo poderá ser estabelecido o enquadramento regulatório definitivo aplicável a esta questão.

II L. OPERADORES DE REDE EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO (ORD BT)

A Tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos Operadores de Rede Exclusivamente em Baixa Tensão, em vigor desde 1 de janeiro de 2018, veio garantir um maior equilíbrio no tratamento dos CIEGs pagos pelos clientes aos ORD BT garantindo-se a sua transferência ao longo da cadeia de valor e consequentemente a sua

devolução ao ORD AT/ MT. Esta alteração permitiu ainda tratar em condições de igualdade os ORD BT, independentemente da modalidade escolhida para efeitos de faturação da energia, no que respeita à tarifa de acesso às redes.

Esta alteração teve impactos no valor da faturação do acesso às redes entre o ORD AT/MT e os ORD BT e entre o ORD AT/MT e os comercializadores que abasteçam comercializadores de último recurso exclusivamente em baixa tensão, que tenham optado pela faturação por aplicação da tarifa de acesso às redes em MT.

Para mitigar os impactes tarifários da presente alteração, os preços desta tarifa foram calculados de forma a progressivamente poder ser repercutido o diferencial de preços entre as tarifas de uso global do sistema em BTE e BTN, ajustadas para perdas para a MT, e a tarifa de uso global do sistema em MT. Neste contexto, em 2018 apenas foi repercutido 20% do diferencial referido anteriormente e no ano de 2019 foi repercutido o valor adicional de 40%, resultando assim um valor total de 60% desse diferencial.

A implementação gradual deste modelo será efetuada garantindo-se o equilíbrio económico-financeiro dos operadores de redes exclusivamente em Baixa Tensão. Havendo dificuldades a este nível, os operadores de redes exclusivamente em BT deverão apresentar atempadamente a situação à ERSE, com toda a documentação e informação relevantes para uma adequada análise pela ERSE, de modo a que esta nova tarifa de acesso às redes para operadores de redes exclusivamente em BT, seja aperfeiçoada em função do universo de consumidores.

No que se refere à clarificação do quadro regulatório aplicável à atividade de distribuição em BT, nomeadamente no quadro das novas concessões de distribuição em BT, no contexto da sua 65.ª Consulta Pública, sobre as concessões de BT, a ERSE referiu um conjunto de matérias regulatórias que terão que ser adaptadas a uma nova realidade que pode vir a apresentar uma maior diversidade de operadores de rede de BT do que atualmente.

A ERSE manifestou também (tal como o Conselho Tarifário no seu parecer) a sua preocupação com a manutenção do nível de custos da atividade de distribuição face a uma potencial perda de escala dos seus operadores, reconhecendo-se que a operação de redes de distribuição de pequena escala pode apresentar níveis de custos superiores, por perda das economias de escala da atividade.

Neste particular, merece referência o desalinhamento de posições apresentadas pelos atuais operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT, os quais, em maioria, defenderam nessa consulta pública que o respetivo nível de custos era inferior aos reconhecidos pela ERSE para a EDP Distribuição (operador de âmbito nacional).

Na mesma consulta pública a ERSE alertou todos os interessados para a aplicação das regras de separação funcional da atividade de distribuição. A assegurar-se um mapa de agregações de concessões resultante numa dimensão mínima dos novos operadores bastante superior a 100 000 clientes, a separação jurídica da atividade de distribuição face a quaisquer outras é obrigatória, nomeadamente face à atividade de comercialização. Nesse contexto, importa separar em conceito o tema da aquisição de energia face ao tema da distribuição.

O setor elétrico português inclua desde a sua origem a existência de operadores de distribuição locais, de pequena dimensão, que atravessaram diversas transformações nomeadamente as mais recentes alterações estruturais do setor que passaram pela desverticalização e separação de atividades e pela abertura e liberalização do mercado da produção e da comercialização. A regulamentação reconhece o seu papel e em diversas matérias prevê disposições de aplicação específica a estes operadores, por simplificação de processos e separação de responsabilidades. Não obstante, a ERSE reconhece que o desenvolvimento da atividade de distribuição (fruto da inovação tecnológica e da política energética) e o desafio das novas concessões obrigam a aprofundar este enquadramento e a clarificar os aspetos de fronteira entre operadores de rede de distribuição. Esta evolução regulatória será uma prioridade

regulatória, como aliás decorre do novo quadro de diretivas europeias em preparação (Pacote Energia Limpa para todos os Europeus).

A ERSE reconhece a necessidade de definição de um quadro regulatório e normativo que enquadre a atividade dos operadores de rede exclusivamente em BT. Contudo, tendo em conta que se encontram ainda por definir uma série de fatores relativamente ao enquadramento legal e regulatório, associado à possibilidade de participação futura de novos agentes na atividade regulada de ORD em BT, e que o novo quadro normativo que regulamentará esta nova realidade exigirá uma revisão abrangente de diversos regulamentos da ERSE, é prematuro definir neste momento um quadro normativo e regulatório que enquadre a atividade dos operadores da rede exclusivamente em BT.

Uma revisão do enquadramento regulatório destes operadores apenas se justificará após uma definição mais afirmativa da organização da atividade, que se antevê vir acontecer no âmbito do processo de atribuição da atividade de distribuição de distribuição em BT que se encontra em curso.

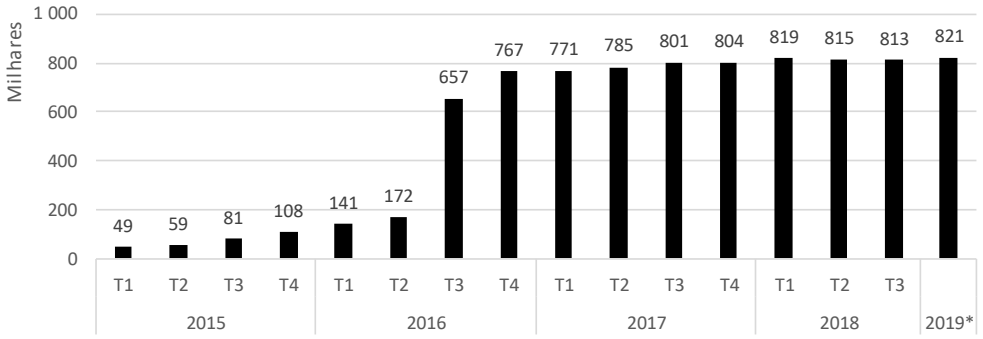
No entanto, note-se que na revisão regulamentar de 2017 foi alterada a metodologia de cálculo dos proveitos da atividade de ORD em BT, passando a aplicar-se uma metodologia de *price cap* aplicada aos custos totais (TOTEX). Tal como referido no documento justificativo que acompanhou a revisão regulamentar de 2017, um dos motivos para esta alteração de metodologia regulatória foi precisamente permitir, dentro da antecipação possível, melhor adequar o quadro regulamentar às alterações organizativas perspetivadas para a atividade de distribuição de energia elétrica em BT.

Face ao exposto, prevendo-se que o ano de 2019 trará uma maior definição do enquadramento legal da atividade e que o atual período regulatório terminará em 2020, a ERSE considera que a preparação do quadro normativo do próximo período regulatório constituirá o momento adequado para a revisão do quadro regulatório da atividade dos operadores de rede exclusivamente em BT.

II M. TARIFA SOCIAL (TS)

A tarifa social de fornecimento de eletricidade a aplicar a consumidores economicamente vulneráveis foi criada em 2010, tendo-se observado um acréscimo acentuado no número de famílias beneficiárias durante o terceiro trimestre de 2016, conforme se ilustra na figura seguinte.

Figura 5 - Número de famílias beneficiárias da tarifa social



Nota: * Valor para o ano 2019 é previsional.

O crescimento acentuado deveu-se a mudanças no processo de atribuição da tarifa social, o qual passou a ter um caráter automático desde 1 de julho de 2016, sem exigir uma solicitação prévia do consumidor. A lista de beneficiários é elaborada pela DGEG e recorre aos dados da Autoridade Tributária e Aduaneira e da Segurança Social para determinar a aplicabilidade automática da tarifa social.

Com este acréscimo do número de beneficiários o custo associado observou igualmente um crescimento acentuado. Adicionalmente, o consumo médio dos consumidores abrangidos pela tarifa social tem também

aumentado o que também contribuiu para este aumento do custo a suportar pelos titulares de centros electroprodutores com a tarifa social.

II N. PREÇO DOS OUTROS SERVIÇOS

O Conselho Tarifário refere que a ERSE mantém na sua proposta os pressupostos adotados nos anos anteriores no tocante à atualização dos preços destes serviços: aderência dos preços ao custo real dos serviços, com base na justificação apresentada pelas empresas.

Sem prejuízo desta constatação, alerta-se para a circunstância de, nos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento em BT e das leituras extraordinárias aos sábados, domingos e feriados, os preços propostos para Portugal continental serem inferiores aos das regiões autónomas, propondo a ERSE que a atualização para 2019 se faça, no caso de Portugal continental, com base num aumento de 0,2% proposto pela EDP Distribuição e, no caso das regiões autónomas, com base num aumento de 1,5% propostos pelas EEM e EDA. Neste contexto, o entendimento do Conselho Tarifário é o de que a taxa de atualização a aplicar nas regiões autónomas deva ser a de Portugal continental, i.e., 0,2% por forma a não agravar o diferencial de preço.

Cabe referir, em primeiro lugar, que, como explicitado na proposta apresentada pela ERSE, e à semelhança dos anos anteriores, o critério adotado para a atualização de preços assenta, em primeira instância, na aceitação das propostas de preços das empresas que sejam devidamente justificadas ou que resultem de processos concorrenciais de contratação e, quando as empresas não apresentam justificação para a proposta de manutenção dos preços em vigor ou quando esta refere uma atualização por aplicação de um indexante de preço, na atualização dos preços em vigor pelo deflator implícito no consumo privado.

É este, precisamente, o caso das propostas apresentadas pela ERSE para os serviços referidos pelo Conselho Tarifário: em Portugal continental a atualização baseia-se na proposta da empresa resultante do contrato de empreitada em vigor e nas regiões autónomas, na ausência de justificação por parte dos operadores, a atualização faz-se com recurso ao deflator implícito no consumo privado. Por outro lado, para Portugal continental, deve reconhecer-se que o nível de preços propostos se justifica à luz de contrato de empreitada contínua que entrou em vigor durante o ano de 2015, não se registando alterações significativas dos preços ao longo deste período (nem no sentido de aumento de preço, nem no sentido da sua redução).

A ERSE entende que os preços dos serviços regulados devem aderir ao custo que as empresas enfrentam para a sua prestação, sendo expectável que esse custo possa ser diferente de empresa para empresa, colocando a tónica na justificação apresentada por cada empresa, evitando-se, sempre que possível, atualizações que se afastem do contexto concreto dessas mesmas empresas. O exemplo das leituras extraordinárias é, aliás, bem ilustrativo porquanto a importância deste instrumento é sobremaneira diferente em Portugal continental ou nas regiões autónomas, num contexto em que, no primeiro caso, a existência de concorrência ao nível dos mercados grossista e retalhista determina um período temporal para fecho de carteiras de comercialização que, tanto quanto possível, deve basear-se em leituras reais dos equipamentos de medição.

II O. QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE regista o comentário formulado pelo Conselho Tarifário a respeito da existência de um único relatório de qualidade de serviço, que englobe as vertentes de qualidade de serviço técnica e qualidade de serviço comercial.

Todavia, e sem prejuízo de se desenvolver um esforço de informação completa e abrangente ao Conselho Tarifário, faz-se notar que, na revisão regulamentar do setor elétrico que culminou na fusão dos Regulamentos da Qualidade de Serviço para os setores elétrico e do gás natural, se inscreveu a possibilidade de segmentação dos relatórios das duas citadas vertentes, justamente para que assim se permita uma adequação a públicos-alvo distintos.

Com efeito, na perspetiva da ERSE, a vertente de qualidade de serviço técnica é especialmente vocacionada a uma apreciação mais concreta no perímetro tarifário, desde logo por que estão em causa atividades reguladas diretamente no processo de tarifas e preços e porque as opções seguidas em termos de qualidade de serviço técnica têm natural impacte na estrutura de custos dessas atividades. Já a vertente de qualidade de serviço comercial apresenta uma maior afinidade com a formulação de escolhas por parte dos consumidores finais e, por conseguinte, com a atividade dos comercializadores em regime de mercado que não estão diretamente abrangidos no processo tarifário.

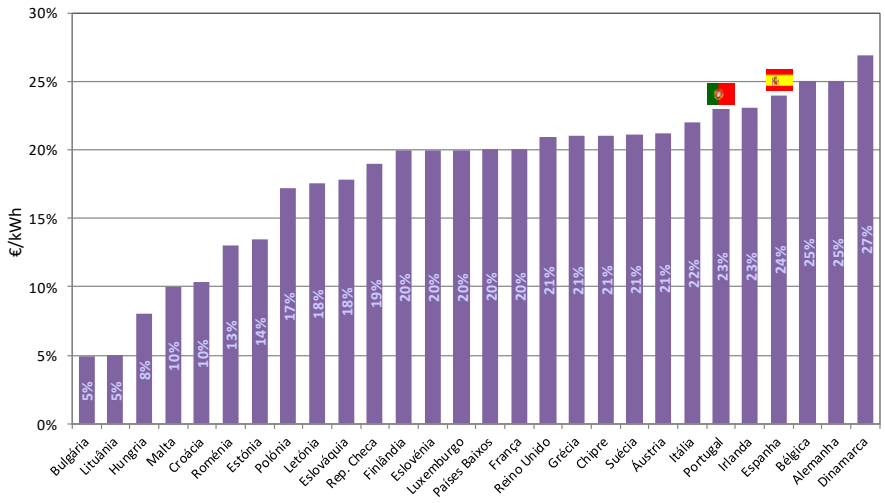
III

RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS

III A. TAXA DE IVA NA FATURA DE ELETRICIDADE

A ERSE regista a posição do CT sobre a taxa de IVA aplicável à fatura de eletricidade. Efetivamente, desde o agravamento do IVA da taxa mínima para a taxa máxima, que Portugal se encontra entres os países da União Europeia com taxa de IVA mais elevada, conforme se evidencia na figura seguinte que apresenta o IVA aplicável nos fornecimentos de eletricidade nos vários países da União Europeia, no 1.º semestre de 2018.

Figura 6 – IVA sobre os preços de eletricidade (consumidores domésticos)



Fonte: Eurostat.

III B. CONTRIBUIÇÃO PARA O AUDIOVISUAL (CAV)

A ERSE regista a posição do CT sobre a Contribuição para o Audiovisual e a sua reflexão na fatura de eletricidade. Como é reconhecido pelo CT a ERSE não detém competências materiais que lhe habilitem alterar o regime legal da CAV. Neste enquadramento, a ERSE tem privilegiado os aspetos de comunicação com os clientes, designadamente através da fatura. Ou seja, sem prejuízo do regime legal associado à cobrança da CAV, é fundamental que a fatura transmita de forma correta e transparente os custos a que estão associados. Esta é igualmente uma matéria que tem suscitado diversos estudos, a nível europeu[48],

[48] Por exemplo, "*Energy Billing: Landscape Report and Summary of Good Practice*", de BEUC – European Consumer Organization, de 2017, disponível em https://www.beuc.eu/publications/beuc-x-2017-058_mst_clear_energy_bill_initiative_-_beuc_input.pdf; "*Electricity and Gas Retail market design, with a focus on supplier switching and billing*", de CEER 2012, disponível em https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/a13bb49a-f875-1bd0-785b-470d3291ef87; ACER/CEER *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016*; disponível em

os quais salientam a importância da transparência da informação, como um elemento fundamental na compreensão e confiança nos serviços prestados ao consumidor, pelos diferentes intervenientes.

III C. SALDOS DE GERÊNCIA

Os dados atualmente ao dispor da ERSE não lhe permitem, ainda, com segurança deduzir os valores dos saldos de gerência às tarifas, visto aguardar-se o despacho de autorização do Secretário de Estado do Orçamento que permita a entrega dos saldos de gerência acumulados, nos termos do nº 6 do art.º 50º dos Estatutos da ERSE.

III D. ESTUDO PREVISTO NO DECRETO-LEI N.º 74/2013, DE 4 JUNHO

A ERSE regista a este propósito o entendimento e a opinião do Conselho Tarifário. Esclarece-se, todavia, que, para o ano de 2019, se regista uma circunstância excecional que decorre de, já próximo da emissão da proposta de Tarifas e Preços para 2019 se ter registado uma alteração legal em Espanha que influi diretamente na calculatória dos valores associados à aplicação do regime consagrado no Decreto-Lei n.º 74/2013.

Com efeito, o quadro legal que estabelece encargos sobre a produção de energia elétrica em Espanha foi suspenso com implicações que decorrem desde o início de outubro de 2018 até, pelo menos, final do primeiro trimestre de 2019. Daqui decorre a inexistência, para este período, de eventos externos ao sistema português que devam ser considerados no âmbito do Decreto-Lei n.º 74/2013. Por outro lado, a incerteza quanto ao regime que, em Espanha, possa substituir o que se suspendeu, introduz um cenário de incerteza que inviabiliza a produção de um estudo com factualidade aderente às condições efetivas do mercado.

Uma vez estabilizado o quadro contextual que envolve a aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, a ERSE não deixará de produzir o estudo aí previsto e, consequentemente, de o submeter à apreciação do Conselho Tarifário.

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Market%20Monitoring%20Report.%20CONSUMER%20PROTECTION%20AND%20EMPOWERMENT.pdf.

2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS

◆ Avaliação de impactes de eventos extramercado na formação no preço de mercado grossista de eletricidade - 2019

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [49]

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, e ainda a outras questões a solicitação do CA da ERSE, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Em 30/04/2020 foi enviado ao CT o estudo "Avaliação de Impactes de Eventos Extramercado na Formação no Preço de Mercado Grossista de Eletricidade – 2019", solicitando a emissão de parecer, nos termos do Art.º 4º ponto 2, do Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto.

No decurso da elaboração deste parecer, a solicitação deste Conselho, a ERSE prestou esclarecimentos complementares em reunião por videoconferência, realizada em 19/maio/2020.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I
ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho veio prever a criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de custos de interesse económico geral (CIEG), com reflexos na tarifa de Uso Global do Sistema.

Este Decreto na sua redação em vigor, estabelece que a ERSE deve elaborar, em cada ano, um estudo sobre "*o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia, o qual deve ponderar, quando aplicável e sempre que justificado, os efeitos de mecanismos de remuneração da capacidade e outras políticas de segurança de abastecimento existentes noutros Estados-Membros na referida formação de preços",* cabendo ao membro do Governo responsável pela área da energia estabelecer, através de portaria, a regulamentação necessária à sua execução.

Assim, o mencionado mecanismo visa *"corrigir o desequilíbrio entre produtores de energia elétrica, originado por distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade"*, procurando evitar-se a repercussão desses desequilíbrios nomeadamente nos consumidores nacionais.

Este regime legal foi objeto de alteração pelo Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto que, entre outros aspetos, veio clarificar o âmbito de incidência subjetiva, procurando garantir maior segurança jurídica, tanto para os produtores de eletricidade quanto para as entidades intervenientes.

Deste modo, a Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, do senhor Secretário de Estado da Energia, veio estabelecer prazos e trâmites de consulta a que se submete o estudo a elaborar pela ERSE, estabelecendo, em síntese o seguinte:

1. Até 30 de abril de cada ano, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) procede à elaboração de um estudo sobre o impacto na formação do preço médio da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia no ano t anterior ao da realização do referido estudo;

[49] Cf. artigo 45.º dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

2. No prazo de 5 dias contados do final do prazo previsto no número anterior, a ERSE submete o Estudo a parecer do seu Conselho Tarifário incluindo nesse processo de consulta a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), a qual se pode pronunciar autonomamente ao Conselho Tarifário;
3. O Conselho Tarifário e a DGEG emitem parecer sobre o Estudo no prazo de 30 dias a contar da respetiva data de receção;
4. No prazo de 15 dias contados do termo do prazo de pronúncia destas entidades, a ERSE envia o Estudo, acompanhado dos pareceres emitidos, para o membro do Governo responsável pela área da energia.

No que diz respeito ao conteúdo mínimo do Estudo, estabelece este diploma legal que o mesmo deve observar o seguinte:

a) A identificação das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia considerados;
b) A identificação das medidas e eventos extramercado registados em Portugal, sempre que aplicável com desagregação por tecnologia, considerados no Estudo;
c) A descrição da metodologia utilizada na estimação dos impactes das medidas e eventos extramercado;
d) A apresentação dos resultados da estimação efetuada por aplicação da metodologia referida;
e) A proposta de parâmetros que operacionalizam o mecanismo de equilíbrio concorrencial.

Uma vez emitido o Estudo pela ERSE, e observadas as consultas e demais trâmites previstos na portaria, cabe ao membro do Governo responsável pela área da energia definir, mediante despacho a publicar na 2.ª série do Diário da República, os parâmetros que determinam o montante de CIEG a repercutir nos produtores de energia elétrica abrangidos pelo presente regime de equilíbrio concorrencial, através dos termos tarifários a aplicar à energia elétrica injetada na rede por esses produtores.

Para efeitos da elaboração do Estudo relativo ao ano t, cabe também ao membro do Governo responsável pela área da energia aprovar, por Despacho a publicar até 31 de dezembro de cada ano t-1, o conjunto de medidas e eventos de ordem interna a considerar na determinação de efeitos de eventos internos ao SEN para o ano t seguinte.

Assim, em 27 de dezembro de 2019, foi publicado o Despacho n.º 12424-A/2019, do Gabinete do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, que estabelece que as medidas e eventos internos ao SEN a considerar no Estudo a elaborar pela ERSE no ano de 2020 são os seguintes:

a) A tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade, nos termos previstos no artigo 283.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019;
b) A Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético, nos termos previstos no artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, na sua atual redação;
c) A tarifa social de eletricidade, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na sua atual redação.

O CT regista que, para efeitos do estudo relativo a 2019, a ERSE considerou dois cenários distintos para o apuramento dos valores dos eventos extramercado de ordem interna:

I. Um cenário base, que considera os eventos internos identificados pelo Governo no Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, considerando de forma combinada e cumulativa, os efeitos do

regime do Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP), do regime da Contribuição Extraordinária sobre o sector energético (CESE) e dos custos com o financiamento de tarifa social;[50]

e,

II. Um cenário alternativo, referente à consideração de apenas o regime de ISP, à semelhança do que foi assumido no Despacho n.º 8521/2019, de 26 de setembro, para efeitos de apuramento do pagamento por conta.[51]

A justificação apresentada pela ERSE para a elaboração do cenário alternativo é a seguinte: *"Havendo questões de ordem jurídica que, no passado, implicaram o recálculo de valores de pagamentos no âmbito do regime de equilíbrio concorrencial, já processados em termos tarifários, entende-se que a consideração dos valores relativos a CESE e tarifa social devem ser, no quadro do presente estudo, tidos em base de cenarização alternativa*[52]*."*

Vinculado à sua posição de apenas abordar nos seus pareceres o que está legal e regulamentarmente estabelecido, o CT não vai considerar neste seu parecer aquele cenário.

II
ESPECIALIDADE

A. Caracterização metodológica do estudo

O quadro legal, atualmente em vigor, consagra que o estudo a elaborar pela ERSE deve quantificar o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal dos eventos extramercado externos e dos eventos extramercado internos ao SEN. Resultará da conjugação dos dois impactes a compensação a pagar pelos produtores abrangidos no âmbito deste mecanismo.

A.1 Eventos extramercado externos

1. No que respeita ao tratamento dos efeitos extramercado externos, o estudo teve em consideração o mercado diário do MIBEL, e foram considerados os efeitos de ajustamento sobre três tecnologias com representatividade na formação do preço de mercado: centrais térmicas (i) a carvão, (ii) de ciclo combinado a gás natural e (iii) centrais hídricas (grande hídrica), considerando as restantes tecnologias como tomadoras de preços em mercado grossista.
2. A metodologia utilizada para avaliar os efeitos de ajustamento sobre os preços de mercado, pressupõe duas fases:
   a. Numa primeira fase, é apurado, o impacte dos eventos extramercado externos no padrão da oferta em função da tecnologia, sendo para tal realizado um estudo regressivo, com base na informação histórica das ofertas e dos custos marginais de preço de cada tecnologia, bem como da instrumentalização de uma variável binária representativa do evento extramercado externo;
   b. Numa segunda fase, com base nos efeitos estimados, as respetivas curvas de oferta por tecnologia são ajustadas para um cenário de inexistência destes efeitos e é reproduzido, através

[50] O montante global associado aos eventos extramercado de ordem interna, aos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua atual redação, é de 86 301 milhares de euros imputáveis ao carvão (central termoelétrica de Sines), às centrais de ciclo combinado a gás natural (Lares e Pego2) e à hídrica, já que os centros electroprodutores PRE3 em mercado abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial, não se encontram sujeitos a pagamento de ISP, de CESE e de Tarifa Social. (Estudo da ERSE p. 6).

[51] O montante global associado aos eventos extramercado de ordem interna, aos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua atual redação, é de 3 329 milhares de euros imputáveis ao carvão (central termoelétrica de Sines). (Estudo da ERSE p. 7).

[52] Estudo da ERSE p. 47.

de simulações por aplicação do algoritmo de determinação do preço em mercado diário, o preço horário no mercado diário do MIBEL.

3. O resultado decorrente da diferença entre os preços efetivamente verificados e os que se verificam no processo de simulação constitui a estimativa dos impactes dos eventos extramercado externos ao SEN.
4. No âmbito do presente estudo a ERSE identificou como único evento extramercado externo ao SEN, o regime fiscal que incide sobre os produtores de energia elétrica em Espanha, sendo que parte desta carga fiscal incide na energia primária utilizada e outras componentes incidem no produto da venda em mercado da energia elétrica produzida com essa energia primária.
5. No que respeita à identificação dos efeitos extramercado externos, o CT considera que a metodologia abordada pela ERSE cumpre com os objetivos definidos na legislação.

A.2 Eventos extramercado internos

1. No que respeita aos eventos extramercado internos ao SEN, a ERSE na sua metodologia começa por identificar o valor unitário suportado com cada uma das medidas verificadas em Portugal.
2. De acordo com a metodologia definida pela ERSE, o impacte dos eventos extramercado internos ao SEN resulta da soma dos efeitos unitários de cada uma das medidas, desagregando-se por tecnologia quando necessário.
3. Na identificação dos valores dos eventos extramercado internos, e tal como já referido no Enquadramento deste parecer, a ERSE desenvolveu o estudo com base em dois cenários distintos.
4. De um ponto de vista estritamente legal, sem abordar neste ponto a respetiva quantificação, o CT considera que apenas o cenário base (assim definido pela ERSE) deverá ser tido em consideração, uma vez que apenas este reflete os eventos extramercado internos ao SEN definidos pelo Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro.

B. Resultados e impactes da avaliação dos eventos extra mercados

1. No seu estudo, a ERSE considera que o impacte líquido dos eventos extramercado, externos e internos, é calculado de acordo com a seguinte expressão, que fornece o valor a pagar no ano *t* para a tecnologia *k*, por parte de cada um dos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei nº 74/2013, de 4 de junho:

$$Pliq_t^k = Pem_t^{UE} - \Sigma_{i=1}^{n} Pem_{i|k_t}^{PT}$$

2. Como aspeto prévio ao apuramento dos impactos de eventos extramercado, cabe mencionar que o ano de 2019 teve uma incidência temporal que é excecional e distinta de um ano corrente de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial, previsto no Decreto-lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-lei n.º 104/2019, de 9 de agosto.
3. Com efeito, para 2019, vigorou uma isenção de aplicação do mecanismo durante todo o primeiro trimestre do ano, por força da suspensão do único evento extramercado externo ao SEN identificado e correspondente ao regime fiscal existente em Espanha para a produção de eletricidade.
4. Por essa razão, o estudo submetido a apreciação do CT avalia os impactos entre 1 de abril e 31 de dezembro de 2019, com os correspondentes ajustamentos de valores anuais, sempre que necessário.
5. No que diz respeito às medidas ou eventos internos, para a tecnologia k, registados em Portugal no ano t, as mesmas têm um contributo dedutivo no valor a pagar por parte de cada um dos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei supracitado e demais legislação subsequente.

Neste sentido, e dando cumprimento ao Despacho nº 12424-A/2019, de 27 de dezembro, a ERSE considera no cenário base as seguintes medidas e eventos internos ao SEN:

- A tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP) utilizados na produção de eletricidade, nos termos previstos no artigo 283.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019;
- A Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético (CESE), nos termos previstos no artigo 228.º da Lei n.º 83 -C/2013, de 31 de dezembro, na sua atual redação;
- A tarifa social de eletricidade, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 138 -A/2010, de 28 de dezembro, na sua atual redação.

6. No que concerne às medidas ou a eventos externos, a ERSE explicita no seu estudo que recorreu a informação real proveniente do Eurostat, OMIE, REE, REN e da Thomson Reuters para aplicação da sua metodologia, com vista ao apuramento dos efeitos decorrentes e para o cálculo da formação do preço da energia elétrica em mercado diário na área portuguesa do Mercado Ibérico.
7. Para a estimação dos valores de *pass through* às ofertas de mercado, a ERSE considerou as tecnologias com influência na zona marginalista de formação do preço (carvão, ciclo combinado a gás natural e hídrica).
8. Por aplicação da metodologia definida, e atrás explicitada, a estimação dos valores de *pass through* às ofertas de mercado decorrentes do único evento extramercado externo, conduziu ao apuramento pela ERSE dos valores constantes da Tabela seguinte:

Tabela 1 – Resultados da estimação de *pass through* às ofertas de mercado

Tecnologia	Coeficiente do evento externo	Coeficiente de ajustamento
Centrais a carvão	2,694 €/MWh	R^2 ajustado = 0,979
Centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT)	3,429 €/MWh	R^2 ajustado = 0,971
Centrais hídricas	4,876 €/MWh	R^2 ajustado = 0,955

Fonte: ERSE

9. Com base no apuramento dos parâmetros referidos, a ERSE, ao apresentar a replicação do algoritmo de mercado que utilizou nas ofertas corrigidas de eventos, chega ao valor de 2,24 €/MWh[53], como valor médio ponderado pelas quantidades de procura para Portugal satisfeitas em mercado diário do MIBEL.
10. O estudo da ERSE é revelador da elevada complexidade na aplicação prática deste mecanismo, suscitando questões de ordem diversa.
11. A ERSE escolheu aplicar um modelo de regressão econométrico para o único evento externo identificado e que se baseia na consideração de uma variável *"dummy"* (presença, ou não, de um determinado efeito). Metodologicamente, tem a vantagem de ser robusto do ponto de vista estatístico,

[53] Pág. 9 do Estudo.

decorrendo, contudo, dessa metodologia que o regime fiscal em Espanha teve um impacto integral e linear nas ofertas que foram submetidas no MIBEL[54].

12. Na opinião do CT, esse pressuposto não foi cabalmente demonstrado. Os custos variáveis implícitos nas estruturas de oferta não devem ser simplesmente "estimados" com base em regras econométricas lineares que desconsideram a dinâmica e essência do próprio mercado que se ajusta permanentemente. Existe, assim, uma elevada probabilidade de o modelo potenciar em alta a diferença entre o preço de mercado e os respetivos valores estimados[55].
13. Quanto aos eventos internos ao SEN elencados, decorrentes do despacho proferido pela tutela, devem os seus impactes ser analisados à luz do objetivo principal subjacente à criação do mecanismo de reequilíbrio concorrencial.
14. Efetivamente, o Decreto-Lei nº 104/2019, de 9 de agosto, descreve o mecanismo como um instrumento regulatório que visa compensar as distorções que os eventos extramercado possam ter provocado na formação dos preços médios de eletricidade em Portugal e/ou tenham proporcionado benefícios não expectáveis para os produtores nacionais.
15. Na reunião de esclarecimentos ao CT a ERSE informou não ter contemplado no estudo em que medida a CESE e a Tarifa Social provocaram distorções na formação dos preços médios grossistas ou tenham gerado *"windfall profits"*, por entender que o enquadramento legislativo não o determina.
16. O CT releva que a tarifa social está definida em diplomas vigentes como um encargo a ser suportado pelos produtores de energia elétrica. Da mesma forma, o regime jurídico da CESE estabelece a norma imperativa de não dedutibilidade e da não repercussão nas tarifas reguladas previstas no Regulamento Tarifário.
17. Releva ainda o CT que o estudo decorrente do mecanismo que visa assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista deve compatibilizar toda a legislação aplicável nesta matéria.

C. Recomendações

1. O CT recomenda que a ERSE procure reformular a sua metodologia de apuramento dos efeitos dos eventos extramercados, tal como referido no corpo deste parecer.
2. Não obstante ultrapassar as competências próprias da ERSE, o CT considera como um passo indispensável a um correto funcionamento dos mercados, a necessária aproximação dos instrumentos de política energética entre Espanha e Portugal, entendendo-a como preferível à criação de mecanismos posteriores de correção ou ajustamentos.
3. Como nota final o CT regista a ausência de quantificação previsional do impacto tarifário do montante apurado, recomendando a sua explicitação.

III
CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário aconselha que a versão final do estudo tenha em conta as recomendações deste parecer.

Aprovado em 29 de maio de 2020.

[54] Conforme expresso, nomeadamente, nas págs. 6, 23.

[55] Conforme figura 2, pág.18.

- Estudo da ERSE

Publicado no site.

◆ Aditamento ao Regulamento Tarifário do setor elétrico ◆ [Consulta Pública n.º 88]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, *"(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*."[56]

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "Proposta de aditamento ao Regulamento Tarifário do Setor Elétrico", cabendo ao CT emitir parecer até 29 de abril de 2020.

Assim, a Secção do Sector Elétrico (CT/SSE) emite o seguinte parecer:

I
ENQUADRAMENTO

O Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (RT/SE) em vigor (Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro) resultou da 61.ª Consulta Pública *"Proposta de alteração do RT/SE, de 17 de maio de 2017"*.

Entre outros temas a ERSE propôs aumentar a duração dos Períodos Regulatórios de 3 para 4 anos, com revisão de parâmetros da BT ao fim de dois anos. A principal motivação apresentada pela ERSE prendia-se com a necessidade de promover uma maior estabilidade e previsibilidade regulatória, onde as empresas poderiam ter maior capacidade de se adaptarem às metodologias regulatórias que lhes são aplicadas.

O CT/SSE emitiu parecer em 3 de julho de 2017, destacando-se a posição deste Conselho a esta proposta da ERSE, como se transcreve:

1. ..." A ERSE propõe a revisão dos parâmetros ao final de dois anos para a atividade de BT justificada:

a) No caso da atividade de Distribuição de energia elétrica:

   i) Introdução do TOTEX na BT que poderá levar à necessidade de recalibração de parâmetros;

   ii) Renovação das concessões em BT.

b) No caso da atividade de Comercialização de energia elétrica:

   i) Necessidade de revisão de parâmetros mais regular, resultado da fixação do fim das tarifas transitórias em 31 dezembro 2020 e do "phasing out" da atividade de comercialização de energia elétrica

2. O CT concorda com o princípio da estabilidade regulatória subjacente à proposta de alargamento do período de duração para 4 anos.

3. Contudo o CT considera que a extensão dos períodos de regulação acompanhada da possibilidade de revisão dos parâmetros de regulação da BT e do CUR ao fim de 2 anos poderá anular os efeitos de estabilidade e previsibilidade associados ao prolongamento da duração do período de regulação, acrescentando assim um risco regulatório.

[56] Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

4. Neste sentido o CT sugere a manutenção da regulação na BT e só introduzir as alterações convenientes numa eventual revisão extraordinária aquando da definição do quadro regulatório das novas concessões, englobando a duração e o tipo de regulação das atividades reguladas.

Nesta conformidade o Período Regulatório foi mantido em 3 anos, conforme Diretiva n.º 2/2018, de 4 de janeiro, que definiu até 31 de dezembro de 2020 o período de vigência dos parâmetros regulatórios que enquadram o cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas e de parâmetros relacionados com a estrutura tarifária.

II
ESPECIALIDADE

1. A presente Proposta de aditamento ao Regulamento Tarifário do Setor Elétrico é justificada pela ERSE com a atual crise sanitária decorrente da pandemia da Covid-19, com efeitos económicos de intensidade e duração totalmente imprevisíveis, com impactes relevantes no Sistema Elétrico Nacional (SEN).
2. A preparação de um novo período regulatório assenta em exercícios retrospetivos para o estabelecimento de novas metas e metodologias regulatórias, que sejam coerentes com a evolução do desempenho das empresas e do seu contexto.
3. No contexto da atual crise sanitária e económica, exercícios desta natureza não são credíveis, considerando que qualquer análise retrospetiva é ineficaz para elaborar um quadro regulatório que seja aderente à realidade e, consequentemente possa responder de forma segura às necessidades do SEN, em especial no médio prazo.
4. O CT concorda com a proposta da ERSE de não proceder à revisão regulamentar e de parâmetros no atual contexto de crise sanitária e económica, pois a mesma não permitiria o estabelecimento de instrumentos regulatórios coerentes e estáveis, que possam acomodar os desafios que o SEN enfrentará num horizonte de três ou mais anos.
5. O CT igualmente destaca que esta alteração:
   a. Deve ser monitorizada de perto pela ERSE, em especial quanto aos impactes no equilíbrio económico-financeiro das Empresas Reguladas;
   b. Mantém em vigor os Art.º 203º e 204º, relativos à revisão excecional dos parâmetros no período de regulação.
6. Face ao exposto, o CT considera a presente proposta da ERSE de prolongar o atual período regulatório de 2018-2020 em um ano, até 2021, uma solução prudente e equilibrada, expressando o seu acordo à mesma.

III
CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste Parecer.

Aprovado em 28 de abril de 2020.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Regulamentação do regime do autoconsumo de eletricidade ◆ [Consulta Pública n.º 82]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*."[57]

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

No decurso da elaboração deste parecer, o CT solicitou à ERSE um conjunto de esclarecimentos adicionais ao conteúdo da *"Proposta de Regulamentação do regime do autoconsumo de eletricidade",* concretizado em 22/janeiro/2020.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "Proposta de Regulamentação do regime do autoconsumo de eletricidade", cabendo ao CT emitir parecer até 4 de fevereiro de 2020.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I
GENERALIDADE

A presente proposta define regras relativas ao relacionamento comercial no âmbito do autoconsumo e dos atores do novo regime do autoconsumo coletivo, às tarifas aplicáveis e à medição e disponibilização de dados de energia, na sequência da alteração legislativa introduzida com o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, transpondo parcialmente a Diretiva (EU) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

II
ESPECIALIDADE

A. Enquadramento

1. O Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, estabeleceu o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao consumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis.

   Igualmente estatuiu que a energia elétrica produzida em autoconsumo se destinava predominantemente a consumo na instalação associada à unidade de produção, com possibilidade de ligação à RESP para venda, a preço de mercado, da eletricidade não autoconsumida.

   No que concerne às tarifas aplicáveis nesta situação, a Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) com potência instalada superior a 1,5 kW, pagaria a compensação determinada nos termos do art.º 25º recuperando uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção de eletricidade em autoconsumo.

2. O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva (EU) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do

[57] Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

Aquele Decreto-Lei estabelece o regime jurídico aplicável:

- ✓ ao autoconsumo de energia renovável, estabelecendo a disciplina da atividade de produção associada às instalações de utilização do autoconsumidor de energia renovável;
- ✓ às comunidades de energia renovável, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

3. Estabelece, ainda, os deveres do autoconsumidor de energia renovável, sem prejuízo do cumprimento da demais legislação e regulamentação aplicáveis:
   - ✓ Suportar o custo das alterações da ligação da Instalação de Utilização (IU) à RESP, nos termos da regulamentação da ERSE;
   - ✓ Suportar os encargos de ligação de UPAC à RESP, nos termos da regulamentação da ERSE;
   - ✓ Suportar o custo associado aos contadores, nos termos previstos no artigo 16.º;
   - ✓ Suportar as tarifas definidas pela ERSE sempre que haja utilização da RESP, nos termos previstos no artigo 18.º;
   - ✓ Dimensionar a UPAC de forma a garantir a maior aproximação possível da energia elétrica produzida à quantidade de energia elétrica consumida na IU.
4. No que concerne às competências específicas, determina a elaboração, por parte da ERSE:
   - ✓ Dos Regulamentos específicos constantes do Artigo 16.º "Contagem e disponibilização de dados";
   - ✓ Das tarifas devidas pelas UPAC.
5. Igualmente revoga o Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, estatuindo:

   "Artigo 29.º Norma transitória

   1 — Às instalações de produção de eletricidade a partir de fonte de energia não renovável já existentes aplica -se o regime previsto no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

   2 — Sem prejuízo do estabelecido no número seguinte, as instalações de produção de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável para autoconsumo, que à data da entrada em vigor do presente decreto-lei se encontrem em exploração ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, passam a reger-se pelo regime estabelecido no presente decreto-lei.

   3 — Mantêm-se válidos os contratos celebrados com o Comercializador de Último Recurso, por produtores de instalações de produção de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável para autoconsumo, continuando a reger-se pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, até ao termo do referido contrato ou até 31 de dezembro de 2025, consoante a data que ocorra primeiro.

   4 — Os pedidos em curso de tramitação à data da entrada em vigor do presente decreto-lei são decididos nos termos do presente decreto-lei, aproveitando -se os atos e formalidades úteis já praticados."

   e

   "Artigo 31.º Norma revogatória

   É revogado o Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, sem prejuízo do disposto nos nºs 1 e 3 do artigo 29.º".

   Artigo 29.º, pontos 1 e 3:

1 — A potência de ligação que, em cada ano civil, pode ser objeto de atribuição a UPP[58], não pode ser superior à quota anual de 20 MW, a alocar de acordo com a programação estabelecida nos termos do n.º 3.

3 — Mediante despacho a publicar no SERUP (Sistema Eletrónico de Registo da UPAC e da UPP) até 31 de dezembro de cada ano, o diretor-geral da DGEG estabelece:

a) A quota de potência de ligação a alocar no ano seguinte ao registo de UPP;

b) A programação de alocação da quota anual referida na alínea anterior, para o ano a que respeita e através do SERUP;

c) Eventuais saldos de potência não atribuídas em anos anteriores.

B. Novo regime do autoconsumo

1. Tendo em vista permitir que Portugal concretize as metas definidas no âmbito do Plano Nacional de Energia-Clima para 2021-2030 de alcançar uma quota de 47% de energia vinda de fontes renováveis no consumo final bruto em 2030, bem como de dar cumprimento ao estabelecido na Diretiva (EU) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, promovendo o autoconsumo de energia e as comunidades de energia renovável, eliminando obstáculos legais injustificados e criando condições para o estabelecimento de soluções inovadoras, tanto do ponto de vista económico como do ponto de vista social, baseadas no aproveitamento das novas oportunidades tecnológicas, foi aprovado o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável pelo Decreto-lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

2. Este diploma tem como objetivo garantir uma maior eficiência do ponto de vista energético e ambiental, e por outro lado, assegurar que tanto as oportunidades da transição energética como os custos do sistema elétrico nacional são partilhados, de forma justa e equitativa, por todos e estabelece:

   - o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, regulando a atividade de produção associada às instalações de utilização do autoconsumidor de energia renovável, e
   - o regime jurídico das comunidades de energia renovável, transpondo parcialmente, nesta parte, para o direito interno, a Diretiva 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

3. O Decreto-lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, vem permitir que os autoconsumidores se agrupem, podendo a mesma unidade de produção de energia ter vários autoconsumidores (autoconsumo coletivo), permitindo igualmente, que os autoconsumidores e demais participantes dos projetos de energia renovável constituam entidades jurídicas, as Comunidades de Energia Renovável (CER), para produção, consumo, partilha armazenamento e venda de energia renovável.

4. Este diploma estabelece que são direitos do autoconsumidor:

   "a) instalar UPAC para produzir eletricidade para consumo próprio recorrendo a uma qualquer fonte de energia renovável e respetivas tecnologias de produção associadas;

   b) estabelecer e operar linhas diretas quando não exista acesso à rede pública, e estabelecer e operar redes internas, nos termos do presente decreto-lei, para ligação da UPAC à IU;

   c) consumir, na IU associada à UPAC, a eletricidade produzida ou armazenada em instalações próprias, e entregar a produção excedente a terceiros ou à RESP;

[58] Unidade de Pequena Produção.

d) produzir eletricidade na UPAC associada à IU para consumo próprio, armazenar e transacionar a produção excedentária de eletricidade, nomeadamente através de contratos de aquisição de eletricidade, de comercializadores de eletricidade ou de regimes de comercialização entre pares, sem que isso implique a sujeição:

i) no que diz respeito à eletricidade por eles consumida a partir da rede ou nela injetada, a procedimentos e encargos discriminatórios ou desproporcionados e a encargos de acesso à rede que não reflitam os custos;

ii) no que diz respeito à eletricidade de produção própria que se circunscreva às suas instalações, a procedimentos discriminatórios ou desproporcionados e a qualquer encargo ou tarifa, sem prejuízo do previsto no artigo 18.º.

e) instalar e operar sistemas de armazenamento de eletricidade, combinados com instalações que produzam eletricidade renovável para autoconsumo, sem serem sujeitos a qualquer duplicação de encargos, incluindo encargos de acesso à rede para a eletricidade armazenada que se circunscreve às suas instalações;

f) solicitar a emissão de garantias de origem à Entidade Emissora de Garantias de Origem, relativas à eletricidade excedente produzida por UPAC e injetada na rede;

g) manter os seus direitos e obrigações enquanto consumidor final de eletricidade;

h) aceder à informação disponibilizada na área do Portal reservada ao autoconsumidor de energia renovável para controlo do seu perfil de produção e consumo de energia;

i) cessar a atividade de autoconsumidor, nos termos previstos na lei, em acordos eventualmente celebrados com terceiros ou demais autoconsumidores, no caso do autoconsumo coletivo".

5. Por outro lado, à luz deste novo regime jurídico constituem deveres do autoconsumidor de energia renovável, sem prejuízo do cumprimento da demais legislação e regulamentação aplicáveis:

"a) cumprir os requisitos constantes do artigo 3.º, de acordo as características da UPAC e da atividade pretendida exercer;

b) suportar o custo das alterações da ligação de IU à RESP, nos termos da regulamentação da ERSE;

c) suportar os encargos de ligação de UPAC à RESP, nos termos da regulamentação da ERSE;

d) suportar o custo associado aos contadores, nos termos previstos no artigo 16.º;

e) suportar as tarifas definidas pela ERSE sempre que haja utilização da RESP, nos termos previstos no artigo 18.º;

f) dimensionar a UPAC de forma a garantir a maior aproximação possível da energia elétrica produzida à quantidade de energia elétrica consumida na IU;

g) prestar à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), ou à entidade legalmente incumbida da fiscalização da atividade de produção em autoconsumo, todas as informações e dados técnicos, designadamente os dados relativos à eletricidade produzida por UPAC, que lhe sejam solicitadas e no tempo que seja fixado para o efeito;

h) permitir e facilitar o acesso às UPAC do pessoal técnico das entidades referidas na alínea anterior, do agregador independente ou comercializador que agrega produção, do participante de mercado e do operador de rede, no âmbito e para o exercício das respetivas atribuições, competências, ou direitos consagrados contratualmente;

i) para as UPAC sujeitas a registo ou licença, nos termos previstos no artigo 3.º, celebrar um seguro de responsabilidade civil para a reparação de danos corporais ou materiais causados a terceiros em

resultado do exercício das atividades de produção de eletricidade por UPAC, nos termos previstos no artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual;

j) assegurar que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados, nos termos previstos no artigo 14.º;

k) cessada a atividade, adotar os procedimentos necessários para a desativação e remoção da UPAC e demais instalações auxiliares, quando existam".

6. No que diz respeito às competências, o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, estabelece o seguinte:
   - ✓ É da competência da DGEG a decisão, coordenação e acompanhamento da atividade de produção de eletricidade para autoconsumo, designadamente decidir do registo, licenciamento e atribuição de capacidade de injeção na rede, criar, manter, gerir e operar o Portal, manter uma base de dados atualizada sobre todos os registos atribuídos ao abrigo do presente decreto-lei e instalações em exploração e bem assim elaborar o Regulamento Técnico e de Qualidade e o Regulamento de Inspeção e Certificação;
   - ✓ Compete à ERSE elaborar os Regulamentos previstos no Art.º 16º, designadamente em matéria de medição, leitura e disponibilização de dados e determinar as disposições a aplicar no cálculo das tarifas de acesso às redes (TAR) a estabelecer no Regulamento Tarifário (RT);
   - ✓ É competência da ENSE, E.P.E. a fiscalização do cumprimento das obrigações previstas no presente decreto-lei, em matéria de exercício da atividade;
   - ✓ Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, compete ao departamento do respetivo Governo Regional com competência na área da energia a fiscalização de UPAC ali situadas.
7. Este Decreto-Lei produz efeitos:
   a) A partir de 1 de janeiro de 2020, relativamente aos projetos de autoconsumo individual e projetos de autoconsumo coletivo ou CER, que cumulativamente:
      - Disponham de um sistema de contagem inteligente, e
      - Sejam instalados no mesmo nível de tensão.
   b) A partir de 1 de janeiro de 2021, relativamente aos demais projetos de autoconsumo.

De referir, por fim, que é obrigação da DGEG e da ERSE a publicação, até 31 de dezembro de 2019, da regulamentação necessária para a implementação dos projetos referidos na alínea a) do número anterior.

O Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, é revogado continuando, no entanto a aplicar-se:

- o às instalações de produção de eletricidade a partir de fonte de energia não renovável já existentes e
- o aos contratos celebrados com o CUR, por produtores de instalações de produção de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável para autoconsumo, até ao termo do referido contrato ou até 31 de dezembro de 2025, consoante a data que ocorra primeiro.

Observada a legislação acima referida, pode sumarizar-se:

1. O novo regime de autoconsumo introduz um novo conceito - o autoconsumo coletivo, e circunscreve a sua aplicação apenas à produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis.
2. O autoconsumo coletivo corresponde à produção de energia elétrica para consumo próprio de várias instalações de utilização associadas entre si, devendo estas estar na proximidade da UPAC. Neste contexto, e definida a partilha da produção coletiva, esta é imputada virtualmente a cada IU, o que

determina que o operador de rede processe os dados medidos, a cada 15 minutos, da produção na UPAC e do consumo em cada uma das IU associadas.

3. Apesar do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, prever o recurso ao armazenamento, tanto no regime individual como coletivo, a presente proposta de articulado da regulamentação do regime de autoconsumo não considera esta possibilidade, pois de acordo com a ERSE a concretização desta nova realidade carece de alterações mais profundas na regulamentação, ou mesmo na legislação, a efetuar durante o ano de 2020.
4. Adicionalmente, também a figura das CER, prevista no Decreto-Lei n.º 162/2019, carece de maior detalhe na regulamentação e da experiência que resulte da aplicação do conceito de autoconsumo coletivo, motivo pelo qual o tratamento da CER não é referido na presente proposta.

O CT entende como fundamental que a presente proposta de articulado defina os conceitos de "proximidade da UPAC" e "relação de vizinhança próxima", cuja implicação se torna importante para o autoconsumo através da RESP.

C. Relacionamento comercial

1. Pagamento das tarifas de acesso às redes (TAR) da energia autoconsumida em autoconsumo coletivo

São identificadas duas possíveis abordagens de relacionamento comercial, alternativas entre si:

a) Abordagem centrada na EGAC - cabe a esta entidade pagar ao ORD as TAR relativas à energia autoconsumida através da RESP, sendo as regras de partilha desse custo acordadas pelos autoconsumidores associados, nos termos do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

b) Abordagem centrada na IU - o valor a pagar pelas TAR referente à energia autoconsumida é calculado e pago de forma individualizada por cada IU ao respetivo comercializador.

A abordagem proposta pela ERSE foi a da centralização na EGAC.

Esta opção, alocando a aplicação dos encargos de utilização da RESP numa única entidade, permite aos comercializadores continuarem a faturar apenas a energia por si fornecida a cada IU. Esta solução tem a singularidade de colocar a EGAC a pagar e repartir com as IU os custos de uso da RESP, quando ocorra esse uso, simplificando a relação comercial no caso de rede interna.

O CT entende que esta primeira abordagem proposta pela ERSE é adequada à eventual disseminação de instalações coletivas com rede interna, simplificando a relação entre todos os intervenientes, o que se considera positivo.

2. Venda dos excedentes do autoconsumo coletivo

A proposta de regulamento dispõe, no seu art.º 16, que a integração dos excedentes em mercado pode ser feita pelo autoconsumidor individual, ou pela EGAC, mediante:

a) Participante no mercado que desempenhe a função de agregador;

b) Facilitador de mercado;

c) Mercado organizado;

d) Contrato bilateral.

Se no caso do autoconsumidor individual a responsabilidade, bem como, as respetivas receitas obtidas pela venda de excedentes, são imputadas de forma direta entre as partes envolvidas, já no caso do autoconsumidor coletivo, compete à EGAC gerir os relacionamentos comerciais e as regras de repartição dos benefícios dos excedentes estabelecidos pelos participantes no autoconsumo coletivo.

Concorda o CT que, no caso dos autoconsumidores coletivos, a agregação dos excedentes facilita o relacionamento comercial para a venda dos mesmos, sendo no curto prazo a única forma de trazer uma maior previsibilidade dos excedentes a programar.

Tendo presente os objetivos a que os respetivos relacionamentos comerciais pretendem dar resposta, considera o CT que os mesmos se encontram adequados.

No entanto, e dado serem relacionamentos inovadores, entende o CT que os mesmos devem ser periodicamente revisitados pelo regulador.

3. Excedentes não comercializados

É uma opção dos autoconsumidores, individuais ou coletivos, o estabelecimento dos relacionamentos comerciais que entendam para a venda de excedentes de autoconsumo, podendo optar por não os comercializar.

Importa referir que a noção de excedente do autoconsumo coletivo é estabelecida no referencial de cada IU e define-se como a diferença, se positiva, entre a energia produzida na UPAC e imputada a uma instalação de utilização e o consumo medido dessa instalação, em cada período de 15 minutos.

Propõe a ERSE que os excedentes não comercializados sejam calculados pelo operador de rede e devidamente contabilizados para efeitos do cálculo das perdas na rede.

O CT nada tem a obstar a esta solução transitória, sendo sempre preferível que sejam consideradas opções para que os excedentes não comercializados sejam minimizados, tendo em conta também uma maior visibilidade de todos sobre os consumos efetivos e a colocação de energia em mercado.

4. Pagamento da tarifa de uso da rede de transporte a aplicar aos produtores

Estas tarifas são aplicadas pelo Operador da Rede de Transporte (ORT) aos produtores.

Propõe a ERSE a manutenção das regras atualmente em vigor no âmbito do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), sendo que aquelas tarifas serão aplicadas nos termos do RT:

- às UPAC que estejam ligadas à RESP nos níveis de tensão superiores ou iguais a Média Tensão (MT);
- aos excedentes que integrem uma carteira de produção, apurada no referencial da UPAC, como determinado no artigo 36º do regime agora em apreço.

O CT recomenda que as questões operacionais relacionadas com a disponibilização de dados, de forma correta e em tempo útil, ao ORT e em particular ao Gestor Global do Sistema, seja articulada com estas entidades, com eventual suporte em subregulamentação, de molde a mais facilmente incorporar a experiência que venha a ser adquirida.

5. Conteúdo das faturas

A documentação em consulta, elaborada pela ERSE, procura contextualizar do ponto de vista regulamentar a aplicação do novo regime de produção de energia elétrica para o autoconsumo plasmado no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

No entanto, e apesar do esforço desenvolvido pela ERSE na elaboração de um conjunto significativo de regras e procedimentos, constantes na proposta de regulamentação em análise, considera o CT que a ERSE deve aprofundar a regulamentação no que concerne às alterações a efetuar pelos agentes nos seus processos e relacionamentos comerciais, nomeadamente da informação a constar nas faturas dos Comercializadores (COM) de modo a acomodar esta nova realidade.

Nos esclarecimentos prestados ao CT, a ERSE confirma que "*existe diferença entre os valores faturados pelos comercializadores e os totais registados nos contadores das IU. Esta diferença ocorre para o autoconsumo coletivo, por força da produção imputada à IU que é deduzida ao consumo medido no*

contador, mas também para o autoconsumo individual, uma vez que passa a ser faturado o saldo entre consumos e injeções em cada período de 15 minutos".

No entender do CT, a ERSE deveria ter efetuado uma análise mais aprofundada a esta situação porque ao produzir-se diferenças entre os valores faturados pelos COM e os totais registados nos contadores das IU, compromete-se a boa validação por parte dos consumidores dos seus consumos efetivos.

Neste contexto, o CT entende que as faturas devem manter o seu caráter informativo, de forma a tornar o processo mais transparente. Como exemplo, poder-se-ia reconciliar o volume faturado com o consumido (medido no contador do consumo) e o valor da produção correspondente à IU. Contudo, esta medida pressuporia que o comercializador passasse a ter acesso aos valores de consumo e produção associados à IU por ele fornecida.

Também importa referir que este modelo vai ser particularmente complexo pelo que se sugere que se estabeleça a articulação entre o ORD e os COM para que estes possam efetuar alterações nos processos de integração de leituras para efeitos da faturação do cliente.

Adicionalmente, recomenda o CT que na versão final do regulamento seja definido o novo paradigma incluído no quadro legislativo, nomeadamente o disposto na Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, na qual o dever de informação junto do cliente passou a ser mais detalhado.

6. Desvios da programação de consumo e de produção

Tendo em atenção o atual contexto do setor elétrico ao nível europeu, o CT considera que a regulamentação terá de ser evolutiva e flexível, bem como nas matérias constantes na sub regulamentação (GMLDD, MPGGS).

Assim, as propostas de alteração ao nível dos regulamentos necessitam de uma atualização consistente na sub regulamentação.

Para que o sistema tenha a maturidade e eficiência desejada, os dados a utilizar deverão ser provenientes de informação real de medição em cada 15 minutos, sob pena de existir um agravamento na previsibilidade nos desvios com custos para todo o mercado de energia.

O CT considera que, devido ao caracter inovatório desta regulamentação, poderá existir uma desadequação de responsabilidades entre as entidades criadas pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, e os agentes já existentes no SEN, particularmente no que concerne ao impacto que podem ter no apuramento de desvios e responsabilidades.

Neste sentido, o CT sugere uma maior densificação da proposta regulamentar que permita uma definição clara das regras sobre esta matéria.

7. Interrupção da IU que participa em autoconsumo coletivo

Em caso de falta de pagamento das TAR a aplicar ao autoconsumo através da RESP, bem como nas situações de consumo medido na UPAC sem contrato de fornecimento, deve o ORD proceder à interrupção da UPAC ou, quando tal não seja possível, suspender a repartição da produção da UPAC pelas IU associadas.

A interrupção ou a suspensão da repartição da produção mantem-se desde a data em que se verifica o incumprimento até à data em que seja regularizada a situação de incumprimento que deu origem à interrupção ou suspensão.

Durante o período em que vigora a interrupção ou a suspensão, o consumo fornecido pelo comercializador da IU corresponde ao consumo medido na IU e a produção da UPAC imputável às IU é considerada para efeitos de perdas na rede.

Nas situações de interrupção de fornecimento a uma IU associada em autoconsumo coletivo, em que se mantenha em vigor um contrato de fornecimento com comercializador, o ORD calcula a produção

imputável à IU de acordo com a chave de repartição em vigor, sendo essa produção da UPAC imputável à IU considerada como excedente na sua totalidade.

O CT concorda com a proposta da ERSE.

8. Desativação de IU que participa em autoconsumo coletivo

Nos casos em que exista desativação do fornecimento, isto é, em que tenha cessado o contrato de fornecimento do consumidor associado à UPAC, e na ausência da atualização da lista de consumidores associados por parte da EGAC no Portal do Autoconsumo, deve o ORD manter a repartição da produção de acordo com a chave de repartição comunicada pela EGAC.

O CT concorda que a energia que corresponderia à IU desativada seja calculada pelo ORD e incluída na determinação das perdas de energia.

9. Contratos de uso de redes entre a EGAC e os operadores da rede

Como referido no documento justificativo da consulta, quando o autoconsumo coletivo usar a RESP, o relacionamento comercial entre a EGAC e o ORD será regulado pela assinatura de um contrato de uso de redes, cujas condições gerais são aprovadas pela ERSE.

Os contratos de uso das redes são celebrados diretamente com o operador da RND e com o ORT para a produção, faturando o ORT ao produtor a utilização da rede de transporte, quando aplicável.

Nos casos em que é veiculada energia entre a UPAC e a IU, esta contratação é específica da EGAC e não substitui o processo opcional de colocação em mercado de excedentes que será assegurado pela entidade agregadora associada ao processo.

Neste último caso, o relacionamento comercial entre o ORT e a entidade responsável pela integração em mercado dos excedentes do autoconsumo, é estabelecido através da celebração de contratos de uso da rede de transporte e do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema, nos termos previstos no RARI e no RRC.

O CT destaca a importância que atribui à prestação de garantia no âmbito dos contratos de uso de redes a celebrar entre a EGAC e os operadores de rede, devendo ser observadas as regras constantes da regulamentação em vigor.

10. Repartição da produção das UPAC pelas IU que participam no autoconsumo coletivo

O CT está de acordo com proposta da ERSE formulada no Artigo 8.º.

Assim, o cálculo e disponibilização de dados, relativo à repartição da produção da UPAC pela IU que participam no autoconsumo coletivo, deverá ser responsabilidade do ORD, tendo a operação centralizada também no ORD.

11. Consumos próprios da UPAC em autoconsumos coletivos

Nos termos do Artigo 6.º é proposto: *"A EGAC deverá celebrar um contrato de fornecimento com um comercializador para o fornecimento de consumos próprios, nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI), medidos na UPAC. A celebração de um contrato de fornecimento implica a atribuição de um CPE e respetiva instalação de um Contador de Consumo."*

O CT sugere que a contagem dos consumos próprios seja efetuada a partir de um contador bidirecional onde será registada a produção da UPAC (excedentes), assim como os consumos próprios da UPAC (consumo).

D. Aplicação de tarifas de acesso às redes (TAR)

1. Tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo

A proposta de regulamento agora submetida a consulta pública no âmbito das TAR pretende objetivar, entre outras, a aplicação do artigo 18º do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

O diploma referido discrimina duas situações, a saber:

- A utilização de redes internas, que não envolvam a RESP para veicular a energia elétrica entre a UPAC e a IU;
- A utilização da RESP para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU.

No primeiro caso, e uma vez que não é utilizada a RESP e são apenas utilizadas redes internas, o diploma estabelece, a isenção de pagamento de tarifas de acesso às redes.

É precisamente sobre a segunda situação que a ERSE se encontra incumbida de se pronunciar. A coberto do princípio do utilizador pagador, as IU abastecidas por UPAC que utilizem a RESP para veicular energia elétrica estão obrigadas ao pagamento de TAR correspondentes ao consumo no nível de tensão de ligação com a IU.

Uma vez que a UPAC está geograficamente próximo da IU (ligada no mesmo ou em outro nível de tensão), o autoconsumo irá minimizar o fluxo de energia dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC (com custos evitados), o que faz com que as TAR sejam deduzidas "*Das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, quando exista injeção de energia a partir da rede pública a montante do nível de tensão de ligação da UPAC.*"[59]

O CT considera que a proposta de regulamentação da ERSE está, assim, em linha com o disposto no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro [60].

2. Variáveis de faturação das tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP

A ERSE propõe que a estrutura das tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP se materialize em:

a) Potência em horas de ponta, para IU ligadas em BTE ou níveis de tensão superiores, determinada pelo máximo valor avaliado no consumo medido;

b) Energia ativa, determinada no consumo medido.

É proposto pela ERSE que essas tarifas sejam aplicadas ao referencial da IU. O ciclo de contagem e períodos tarifários devem coincidir com os das tarifas de acesso aplicáveis ao consumo fornecido pelo comercializador.

É de salientar a opção de não faturar pela potência contratada, no caso das instalações ligadas em BTN, o que poderia configurar uma dupla oneração dado que a mesma já é faturada pelo comercializador através do termo fixo.

O CT considera estas opções corretamente fundamentadas.

3. Inversão de fluxo nas redes a montante da UPAC

A situação em que existe inversão de fluxo de energia elétrica na RESP para níveis de tensão a montante do nível de tensão em que a UPAC se encontra ligada, implica que o autoconsumidor fique sujeito ao pagamento das TAR aplicáveis ao consumo no nível de tensão de ligação com a IU, deduzidas "*de parte das*

[59] Alínea a) do n.º 2 do art.º 18.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

[60] Número 1 do art.º 35º "*Metodologia de cálculo das tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP*".

tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, no montante a definir pela ERSE, (…)"[61]

A ERSE propõe que os critérios para determinar se uma UPAC está em situação de inversão de fluxo nas redes a montante sejam debatidos no ano corrente de 2020, fruto da experiência e da monitorização das ocorrências de inversão de fluxo. Propõe, entretanto, que a dedução das tarifas de uso das redes nos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC seja integral tal como proposto para a situação sem inversão de fluxo de energia.

Esta abordagem facilita a aplicação da proposta de Regulamento, pelo que o CT não se lhe opõe.

4. Consideração dos CIEG no cálculo das tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP

Os CIEG representam uma componente significativa das tarifas de eletricidade, e por esse motivo, ao longo dos anos têm merecido a preocupação do CT.

Em todos os seus pareceres o CT tem reiterado a importância de não serem criados legislativamente novos CIEG, bem como à redução sustentada e estável dos existentes, destacando-se que o seu montante integrado nas tarifas de 2020 é de 1 929M€, que representa um acréscimo de 8,5% em relação a 2019.

O nº 4 do art.º 18º do Decreto-Lei nº 162/2019 estabelece que "*Os encargos correspondentes aos CIEG podem ser total ou parcialmente deduzidos às tarifas de acesso às redes determinadas nos termos dos números anteriores, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia a aprovar até 15 de Setembro de cada ano*."

Os nºs 5 e 6 do mesmo artigo especificam ainda: "*Na ausência da decisão referida no número anterior, cabe à ERSE definir a parte de CIEG a deduzir em cada ano às tarifas de acesso às redes e a considerar no cálculo tarifário*."

Releva o CT que a garantia da sustentabilidade financeira do SEN presente e futura, determina que os montantes de deduções totais ou parcelares de CIEG que beneficiem os autoconsumidores, sejam acrescidos aos montantes pagos pelos consumidores que se abasteçam exclusivamente da RESP.

A ERSE, na sua proposta de regulamento, propõe não deduzir qualquer tipo de encargos correspondentes aos CIEG (nº 3 do art.º 35º da proposta de regulamento) na ausência, até hoje, de qualquer publicação governativa. Invoca, para o efeito, os impactos ao nível de subsidiações cruzadas entre consumidor fruto de eventuais deduções.

Sem prejuízo do principio de precaução manifestado e adotado na presente proposta, o CT entende que a ERSE deve tomar a iniciativa de enquadrar metodologicamente a necessária análise criteriosa dos custos e benefícios que as novas renováveis trazem para o sistema, para suportar futuras decisões politicas, procurando atingir os equilíbrios que garantam a sustentabilidade financeira a longo prazo do sistema elétrico nacional, tal como expresso no Decreto-Lei nº 162/2019, de 25 de outubro.

5. Tarifa de uso da rede de transporte a aplicar aos excedentes do autoconsumo

No caso de haver venda de excedente do autoconsumo, a ERSE propõe:

- Que se aplique o disposto no RT, equiparando os autoconsumidores à figura de produtor em regime especial, aplicando-se-lhes a tarifa "G";
- Que o referencial de aplicação dessa tarifa se coloca ao nível da UPAC em detrimento da IU.

[61] Alínea b) do nº 2 do art.º 18.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

O CT concorda com a proposta, que se encontra alinhada com as disposições de relacionamento comercial de uma abordagem centrada na EGAC.

E. Medição, leitura e disponibilização de dados

1. Medição

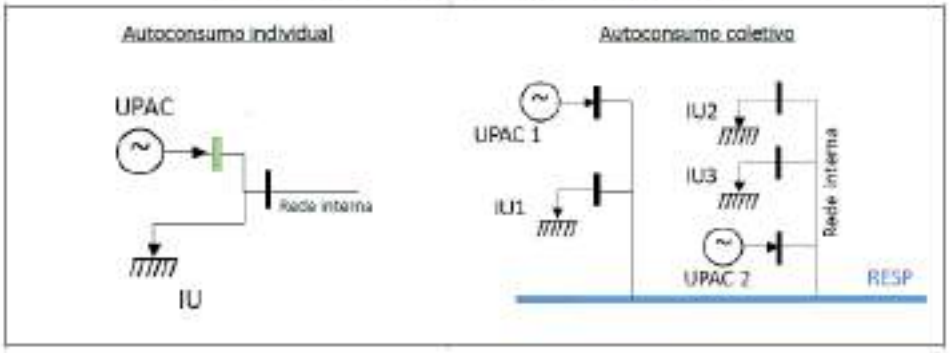
A ERSE detalha no Documento Justificativo quais os pontos de medição obrigatória para cada uma das tipologias de autoconsumo.

Assim, para o autoconsumo individual com potência instalada superior a 4 kW haverá medição obrigatória nos pontos de ligação das UPAC às IU.

Para o autoconsumo coletivo haverá medição obrigatória nos pontos de ligação das UPAC à rede interna ou à RESP.

Em ambos os casos haverá ainda medição obrigatória nos pontos de ligação das IU à rede interna ou à RESP.

Figura 5-1 – Pontos de medição obrigatória de energia elétrica



Fonte: ERSE

2. Equipamentos

A aquisição dos equipamentos de medição é da responsabilidade dos autoconsumidores, no caso dos pontos de ligação das UPAC, aplicando-se o preço regulado previsto no n.º 1 do artigo 33.º do Regulamento de Serviços das Redes Inteligentes (RSRI) para as instalações em BTN.

Nos pontos de ligação das IU, porém, é da responsabilidade dos operadores das redes exceto se não se encontrar por estes prevista a instalação de equipamento de medição inteligente no prazo máximo de 4 meses a contar do respetivo pedido de instalação (neste caso aplica-se igualmente o preço regulado previsto no n.º 1 do artigo 33.º do RSRI).

Em linha com a regra inscrita no GMLDD aplicável aos contadores bidirecionais, a instalação e exploração dos equipamentos de medição é responsabilidade dos operadores das redes.

Os equipamentos de medição a instalar devem cumprir os requisitos técnicos e funcionais da Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, no caso da BTN, e, nos restantes casos, dos equipamentos de medição do consumo, tais como previsto no ponto 14.1 do GMLDD, em função do nível de tensão, do tipo de fornecimento e da potência ligada à rede.

A ERSE propõe para as UPAC com potência instalada até 350 W e que não têm contrato de venda de excedentes que seja o próprio autoconsumidor individual a decidir se pretende ou não a instalação de um equipamento de medição inteligente na IU, uma vez que estas UPAC não estão sujeitas a controlo prévio para a entrada em exploração, casos em que a ERSE defende a criação de procedimento de informação aos operadores das redes da adesão ao regime de autoconsumo.

Os saldos energéticos e a consequente faturação dependem do apuramento de dados quarti-horários. Neste contexto é importante garantir o sincronismo dos relógios dos diversos equipamentos de medição através de verificação diária e da correção de eventuais desvios sempre que superiores a 1 minuto.

Paralelamente, os operadores de rede implementarão rotinas de verificação periódica e obrigatória aplicáveis aos equipamentos de medição. A periodicidade destas verificações é a que decorre do nº 21 do GMLDD.

3. Leitura

A responsabilidade pela leitura dos dados recolhidos pelos equipamentos é dos respetivos operadores de rede. Assim, e para o efeito, deverá ser-lhes garantido o acesso, remoto e local, aos equipamentos de medição. Complementarmente, o acesso remoto deverá ser sujeito a um período de testes antes da entrada em exploração das UPAC.

4. Disponibilização de dados

No caso do autoconsumo individual sem venda de excedentes:

- O autoconsumidor individual tem direito de acesso a todos os dados do equipamento de medição instalado no ponto de ligação da IU à rede e do equipamento de medição associado à UPAC individual, caso seja obrigatório;
- O comercializador tem direito de acesso ao saldo quarti-horário da potência ativa e, no caso de instalações ≥ BTE, ao saldo quarti-horário de reativa (medido pelo equipamento de medição instalado no ponto de ligação da IU à rede) sendo que, no caso do saldo de potência ativa, apenas lhe devem ser disponibilizados os valores dos períodos em que o consumo é superior à injeção (nos restantes períodos, o valor a disponibilizar deve ser nulo), bem como, para as instalações ≥ BTE, ao valor máximo mensal da potência ativa consumida da rede pela IU.

No caso do autoconsumo individual com venda de excedentes:

A entidade agregadora tem direito de acesso ao saldo quarti-horário da potência ativa medida pelo equipamento de medição instalado no ponto de ligação da IU à rede, sendo que apenas lhe devem ser disponibilizados os valores dos períodos em que a injeção é superior ao consumo (nos restantes períodos, o valor a disponibilizar deve ser nulo).

No caso do autoconsumo coletivo sem venda de excedentes:

- Cada autoconsumidor coletivo tem direito de acesso a todos os dados do equipamento de medição instalado no ponto de ligação da IU à rede, à parcela quarti-horária de potência ativa imputável à respetiva IU, com base no coeficiente de repartição aplicável à produção da UPAC, ao autoconsumo que não utilize a RESP (e, nessa medida, isento do pagamento da tarifa de acesso) e ao autoconsumo que utilize a RESP (e que paga a respetiva tarifa de acesso, através da EGAC);
- O comercializador da IU tem direito de acesso ao consumo que fornece à IU. Nas instalações ≥ BTE, acresce ainda o direito de acesso ao consumo medido de potência ativa e reativa no equipamento de medição instalado no ponto de ligação da IU à rede (para efeitos de faturação de energia reativa) e ao valor máximo mensal da potência ativa consumida da rede pela IU.
- A EGAC tem direito de acesso aos dados do equipamento de medição associado à UPAC coletiva, bem como à energia autoconsumida pelas IU do autoconsumo coletivo, utilizando e não utilizando a RESP, à produção da UPAC imputada a cada IU, com base na chave de repartição aplicável e ao excedente apurado em cada IU.

No caso do autoconsumo coletivo com venda de excedentes:

A EGAC tem direito ao somatório dos excedentes de todas as IU do autoconsumo coletivo, tendo acesso a esses dados por via do ORD.

Para a definição dos princípios gerais aplicáveis à disponibilização de dados remete-se para o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes (RSRI).

A disponibilização do saldo (*net metering*) quarti-horário é a principal novidade introduzida pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, pelo impacto muito significativo ao nível da recolha e disponibilização de dados.

5. Condições e prazos aplicáveis à disponibilização de dados

De acordo com o articulado os dados serão tratados e corrigidos pelos operadores das redes e a sua disponibilização deve ocorrer, o mais tardar, 5 dias úteis após a data da leitura.

Devem estar sujeitos a atualizações até ao fecho definitivo das carteiras de comercialização e o seu histórico deve permanecer acessível durante 24 meses.

O CT nada tem a opor às soluções apresentadas pela ERSE.

F. Regime de aplicação em 2020

A implementação do regime de autoconsumo previsto pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, pressupõe que haja uma significativa evolução ao nível dos equipamentos de medição e dos sistemas de recolha e tratamento de dados dos operadores de rede.

Neste sentido, o diploma reconhece que, no primeiro ano de aplicação, apenas sejam implementados os projetos de autoconsumo em que UPAC e IU estejam no mesmo nível de tensão e nos casos em que exista um "sistema de contagem inteligente".

Sendo necessário um período de adaptação para que o operador de rede responsável pelos dados esteja apto a cumprir as disposições do novo regime, a ERSE propõe, entretanto, que no caso do autoconsumo individual seja dada continuidade à aplicação das regras vigentes até 2019 e que decorrem do GMLDD.

No caso do autoconsumo coletivo, a ERSE propõe que apenas sejam integrados os autoconsumos coletivos no sistema elétrico quando o operador de rede responsável pelo tratamento dos dados estiver apto a cumprir todas as disposições previstas sobre medição, leitura e disponibilização de dados.

O CT reconhece a necessidade de existência de um período de adaptação dos intervenientes à implementação do novo regime de autoconsumo, sendo desejável que este período seja o menor possível para que haja uma plena aplicação do previsto.

G. Autoconsumo nas Regiões Autónomas

1. A ERSE refere no ponto 7.1 do documento justificativo da Proposta de implementação do novo regime do autoconsumo de eletricidade o seguinte:

"O novo regime de autoconsumo aplica-se às regiões autónomas com as adaptações que venham a ser operadas por decreto legislativo regional [art.º 28.º do Decreto-lei n.º 162/2019, de 25 de outubro]. No entanto, mesmo antes dos referidos diplomas regionais, é possível antecipar algumas semelhanças e diferenças.

Do que deve ser idêntico, destaca-se o princípio de adequação da produção ao consumo (e da proximidade elétrica e geográfica entre as duas realidades), a necessidade de os operadores de rede efetuarem o saldo da produção e consumo em períodos de 15 minutos e de disponibilizarem ao autoconsumidor os dados de consumo, produção e excedentes, em períodos de 15 minutos.

Porém, a inexistência de um mercado organizado ou da possibilidade de escolha de comercializador, levará à necessidade de adaptações de implementação, nomeadamente nas condições de aquisição dos

excedentes de energia de autoconsumo. Neste aspeto importa ter em consideração a intenção subjacente ao Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que é a venda de excedentes em condições de preço livre, sem apoios públicos ou tarifas garantidas."

2. Entende o CT que para as instalações existentes, se aplicará o disposto no número 3 do Artigo 29-Norma transitória, do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que refere:

   3 — Mantêm-se válidos os contratos celebrados com o Comercializador de Último Recurso, por produtores de instalações de produção de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável para autoconsumo, continuando a reger-se pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, até ao termo do referido contrato ou até 31 de dezembro de 2025, consoante a data que ocorra primeiro.

3. Para as novas instalações, verifica-se que, decorrente da publicação do Decreto-lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, os preços dos excedentes de energia a integrar nos respetivos sistemas elétricos, estarão dependentes da legislação a publicar pelas regiões autónomas.

4. Neste particular o CT admite que o custo dos excedentes não determine agravamento dos custos de convergência.

H. Comentários a propostas de articulado

1. Artigo 6.º, n.º 2

Segundo a proposta em análise a EGAC estabelece contrato de uso de rede com o ORD quando exista autoconsumo através da RESP.

O CT entende que esta proposta regulamentar deve clarificar as obrigações da EGAC nesta matéria, devendo ainda a ERSE recomendar que, no âmbito do registo e licenciamento, a DGEG venha a permitir que os condomínios se possam constituir como EGAC.

Nessa medida não será necessário novo contrato de fornecimento de eletricidade para serviços auxiliares, sendo esta obrigação satisfeita no âmbito do contrato de serviços comuns do Condomínio.

Este contrato é suficiente para assegurar que os consumos próprios da UPAC estão cobertos por contrato de fornecimento e nesse sentido não será necessário obrigar a EGAC a celebrar um novo contrato.

Apenas nos casos em que os consumidores aderentes designem outra entidade, ou seja, não existindo coincidência entre o Condomínio com a EGAC, será necessário que esta última disponha de contrato para consumos auxiliares, devendo para o efeito estabelecer o respetivo contrato de uso de rede com o ORD.

2. Artigo 19.º, n.º 1

Propõe a ERSE que o comercializador da IU associado em autoconsumo é responsável pelo fornecimento da energia fornecida pelo comercializador.

Sugere o CT que esta norma regulamentar seja clarificada, tornando-a percetível e facilmente apreendida pelos destinatários.

3. Artigo 22.º, n.º 1 e n.º 2

De acordo com a proposta em análise, a instalação de equipamentos de medição inseridos em redes inteligentes nas IU terá custos para o autoconsumidor sempre que não esteja planeada a instalação de um sistema de medição inteligente no prazo máximo de 4 meses a contar da data do respetivo pedido.

Para o autoconsumidor poder tomar uma decisão fundamentada será primordial poder conhecer previamente o planeamento dos sistemas de medição inteligente dos ORD.

Assim sendo, considera o CT essencial que a regulamentação preveja a obrigatoriedade de ser publicitado o planeamento dos sistemas de medição inteligente dos ORD, de forma a poder ser consultado a todo o momento pelos eventuais interessados.

4. Artigo 23.º, n.º 2

Conforme proposta em análise, para instalações de autoconsumo individual não sujeitas a controlo prévio e sem contrato de venda do excedente, cabe ao respetivo autoconsumidor individual a decisão de instalar o equipamento de mediação inteligente, aplicando-se o disposto no art. 22º."

Uma vez que este cenário técnico tanto se pode enquadrar na alínea a) como na alínea c) do art. 21º, correspondendo a situações diferentes no que diz respeito ao suporte dos custos de aquisição do equipamento (ORD ou autoconsumidor), entende o CT que se justifica uma maior clareza nesta norma regulamentar.

Assim sendo, deve a mesma explicitar que cabe ao respetivo autoconsumidor individual a decisão de instalar o equipamento de mediação inteligente previsto na alínea a) do Artigo 21.º, aplicando-se o disposto no Artigo 22.º.

I. Disposições regulamentares complementares

A proposta apresentada identifica um conjunto de situações que necessitam de ser desenvolvidas pela ERSE, designadamente: o armazenamento e as comunidades de energia renovável.

O novo regime de autoconsumo prevê o recurso ao armazenamento, tanto no regime individual como coletivo. Porém, conforme refere a ERSE, a concretização desta nova realidade carece de alterações mais profundas na regulamentação, ou mesmo na legislação, a efetuar durante o ano de 2020.

O Decreto-lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, prevê a figura de comunidade de energia renovável. É referido na proposta que a sua concretização necessita, quer de maior detalhe na regulamentação, quer da experiência que resulte da aplicação do conceito de autoconsumo coletivo.

O CT entende que o armazenamento e as comunidades de energia renovável podem vir a constituir-se como fatores relevantes para o sucesso do regime de autoconsumo.

J. Recomendações adicionais

1. Revisão da estrutura tarifária das tarifas de uso de redes

Em diversos pareceres o CT assinalou a necessidade de a ERSE alterar a estrutura tarifária das tarifas de uso das redes, fazendo-a aproximar, o mais possível, da realidade dos custos das redes de transporte e de distribuição.

Na sua recomendação mais recente[62], o CT destacou:

…."o CT recomenda a Revisão da estrutura das tarifas de acesso, equacionando o peso das componentes de potência e energia, por forma a assegurar um correto alinhamento entre a estrutura das receitas das tarifas e os custos do sistema. Neste caso, o CT reitera que ao não refletir no de potência a generalidade dos custos de rede, a estrutura tarifária não reflete a estrutura de custos como se pretendia…"

Tendo a ERSE expressado, nos seus comentários ao parecer do CT:

"No âmbito da revisão regulamentar do Setor Elétrico estão atualmente previstas algumas alterações na estrutura das tarifas de acesso às redes, que serão avaliadas no processo de consulta pública que será efetuada no 1.º semestre de 2017. Estas alterações e a sua forma de implementação serão oportunamente discutidas com todos os interessados no processo de consulta pública. Considera-se que as mesmas dão resposta aos desafios tão bem identificados pelo Conselho tarifário no seu parecer, a saber:

- *De modo a simplificar a estrutura das tarifas e facilitar a perceção dos sinais preço pelos consumidores de energia elétrica, justifica-se preparar a transferência do preço de potência em*

[62] Parecer de tarifas e preços e outros serviços em 2017, de 15 de novembro de 2016, aprovado por unanimidade.

horas de ponta para a componente de preço de energia ativa em horas de ponta, à semelhança do que já existe nas tarifas de acesso às redes em BTN. Pretende-se com esta alteração no Regulamento Tarifário obter (i) uma simplificação da atual estrutura tarifária para o cliente; (ii) uma harmonização da estrutura tarifária entre Portugal e Espanha, assim como no contexto do mercado interno de energia; e (iii) uma maior aderência das tarifas de acesso às redes aos custos de redes, através da introdução de uma maior sazonalidade nos preços.

- *Atualmente o Regulamento Tarifário prevê para os níveis de tensão MAT, AT e MT a existência de 4 períodos horários distintos, distribuídos por 4 trimestres. Para BTE e BTN> o Regulamento Tarifário contempla a existência de 4 e 3 períodos tarifários, respetivamente, sem qualquer diferenciação trimestral. Pretende-se habilitar o Regulamento Tarifário para que as tarifas de acesso às redes em BTE e BTN> passem a ter 4 períodos horários, com diferenciação trimestral, à semelhança do que acontece nos níveis de tensão superiores.*
- *No âmbito da realização dos projetos piloto para a introdução de tarifas dinâmicas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, em Portugal continental, e dos projetos piloto de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE, nas Regiões Autónomas, pretende-se passar da fase piloto para a implementação de otimizações ao nível da estrutura tarifária, ainda no decorrer do próximo período tarifário, caso os resultados das análises beneficio-custo venham a indicar valores positivos. Nas Regiões Autónomas verificou-se que não existia viabilidade económica para a implementação das tarifas dinâmicas, tendo o projeto evoluído para um estudo da reformulação dos atuais períodos tarifários das Tarifas de Venda a Clientes Finais. De igual modo no continente o projeto piloto a implementar integrará para além do teste de tarifas dinâmicas de acesso às redes o teste de tarifas estáticas mais sofisticadas que as atualmente em vigor integrando mais períodos horários e uma maior sazonalidade de preços."*

E ainda:

…."Conforme referido pelo Conselho Tarifário a ERSE procura manter a estabilidade na estrutura das tarifas no decorrer de cada período de regulação, procedendo normalmente a alterações de estrutura apenas no início de cada período de regulação. Deste modo, perspetivando-se o início de um novo período de regulação em 2018 a ERSE irá, em conjunto com os operadores de redes, aprofundar os estudos que têm vindo a ser desenvolvidos."

O CT relembra que as redes elétricas foram dimensionadas para as potências que as instalações consumidoras requisitam.

O CT reitera a sua recomendação, insistindo que a ERSE revisite a atual estrutura das tarifas dos usos das redes, procurando um rebalanceamento das componentes da energia para as da potência, na próxima revisão tarifária, que aliás irá preceder o novo período regulatório.

2. Custo da substituição do contador de produção

O CT recomenda que o contador de produção não integre o parque de equipamentos do ORD, considerada a não remuneração deste tipo de ativos.

Em consequência, admitindo que fiquem cometidas ao ORD a operação e as ações de verificação da conformidade dos contadores de produção, entende o CT que os custos da sua eventual substituição sejam da responsabilidade do autoconsumidor.

Como nota final, o CT considera que é fundamental para o sucesso do regime de autoconsumo a implementar, que a regulamentação ou legislação que se encontra por desenvolver seja concretizada com a maior celeridade possível. Na opinião do CT, será preferível dispor de normativos, mesmo com necessidade de ajustamentos futuros, do que a ausência de regulamentação.

III
CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 31 de janeiro de 2020.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Regime de gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional (SEN) ◆ [Consulta Pública n.º 80]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."[63]

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

No decurso da elaboração deste Parecer, o CT solicitou à ERSE um conjunto de esclarecimentos adicionais ao conteúdo da "Proposta de regime de Gestão de Riscos e Garantias no SEN", concretizado em 19/dezembro/2019.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "Proposta de regime de Gestão de Riscos e Garantias no SEN", cabendo ao CT emitir parecer até 15 de janeiro de 2020.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

A. Enquadramento

No âmbito de uma abordagem generalista a uma matéria particularmente sensível como a que está contida na 80.ª Consulta Pública da ERSE, entende o CT que o seu Parecer deve expressar uma breve resenha da evolução do setor elétrico nacional, o que determina a consequente avaliação das responsabilidades financeiras cometidas aos agentes que no mesmo desempenham funções diversas e a suprema importância de ser garantido o cumprimento das mesmas.

Com efeito, nos últimos 25 anos, o setor elétrico nacional sofreu uma profunda transformação, a qual tem origem em adaptações legislativas a diretivas europeias, em diplomas com génese nos poderes públicos nacionais e em regulamentação específica publicada pela ERSE.

A.1. Modelo anterior à liberalização

Nos anos 90 do século passado, o setor elétrico nacional caracterizava-se por uma integração vertical das principais funções, então atribuídas à estrutura empresarial que, desde 1975, havia sido consolidada na Eletricidade de Portugal, Empresa Pública.

Essas funções tradicionais, o transporte, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, eram exercidas em regime de monopólio por uma empresa de capitais públicos, que também integrava a produção, situação que também sofreu alteração nesse mesmo decénio.

Não obstante aquela integração vertical, para além da produção, as unidades organizativas operavam em duas áreas principais: uma, o transporte de energia elétrica; a outra, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, estas duas funções geridas em conjunto.

A.2. Modelo liberalizado

[63] Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

Os diplomas e os regulamentos que geraram profundas alterações no setor elétrico nacional (SEN) impuseram, como primeira medida, a separação, no território continental, das duas áreas já identificadas, facto que determinou a constituição de um conjunto de agentes do SEN com estrutura empresarial independente entre si.

Essa separação de funções consubstanciou-se, de forma genérica a partir de 1994, na constituição:

- Do Operador da Rede de Transporte (ORT) e do Gestor do Sistema (GS);
- Do Operador da Rede de Distribuição AT/MT e do Operador das Redes de Distribuição BT (ORD) (excluindo as áreas concessionadas aos 10 ORD que operam exclusivamente em baixa tensão);
- Do Comercializador de Último Recurso (CUR);
- Do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC).

Complementarmente, foi criada a figura do Comercializador do mercado liberalizado e estabelecidas as condições necessárias à obtenção da licença de comercialização, a cargo da DGEG, tendo sido definidos: o Contrato de Uso de Redes a celebrar entre os comercializadores e o ORD e o Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema a celebrar entre o ORT e os comercializadores.

Nestes Contratos ficaram definidas as condições e prazos de pagamento e o sistema de garantia a esse pagamento.

Pode hoje afirmar-se que a dinamização de um mercado concorrencial constituiu uma aposta à qual o CT deu continuado apoio, uma vez que se pretendia a melhoria das condições contratuais do fornecimento de energia elétrica para todos os consumidores.

Hoje, neste mercado liberalizado concorrem mais de 30 comercializadores que fornecem energia elétrica em mais de 5 milhões de locais de consumo.

Face ao dinamismo deste mercado e observadas as condições para lhe aceder, esta proposta em consulta tem presente, na sua essência, quer as responsabilidades financeiras que os comercializadores assumem perante os seus clientes e perante o conjunto do mercado, quer a forma de as garantir.

Para se alcançar aqueles objetivos, nos regulamentos do setor elétrico foi introduzido um conjunto de alterações, com as quais se conseguiu:

- Adequar a estrutura tarifária de modo a compensar as diferentes funções acima referidas;
- Definir as regras de acesso ao mercado elétrico e da gestão dos fluxos financeiros subsequentes à faturação dos comercializadores aos clientes da sua carteira.

O quadro regulamentar em vigor define as tarifas para cada uma das atividades reguladas, determinadas de modo a proporcionar os proveitos permitidos dessas atividades.

Importa relevar a importância do pagamento das tarifas de acesso às redes (TAR), pelo CUR e pelos Comercializadores de Mercado, como garante do equilíbrio da sustentabilidade financeira do SEN.

Conforme estabelecido no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, as tarifas reguladas em Portugal devem ser aderentes à estrutura de custos e respeitar o princípio da uniformidade tarifária para todo o território nacional, de que resulta que um consumidor do continente em mercado regulado paga as mesmas TAR que um consumidor em mercado liberalizado.

As atividades reguladas são as seguintes:

- Gestão global do sistema;
- Transporte de energia elétrica;
- Distribuição de energia elétrica;

- Operação Logística de Mudança de Comercializador;
- • Compra e venda de energia elétrica;
- • Comercialização de energia elétrica.

Graficamente pode ilustrar-se:

Figura 2-2 - Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado liberalizado

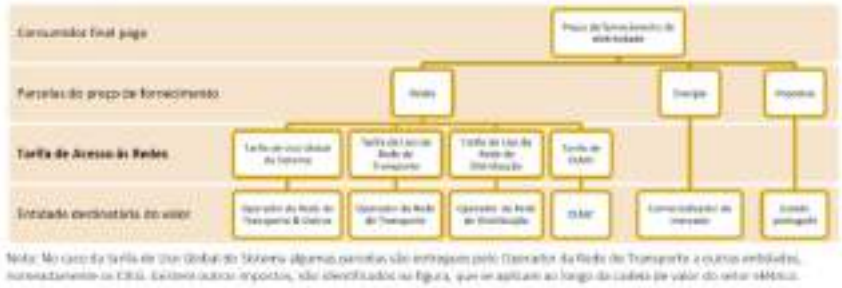


Figura 2-3 - Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado

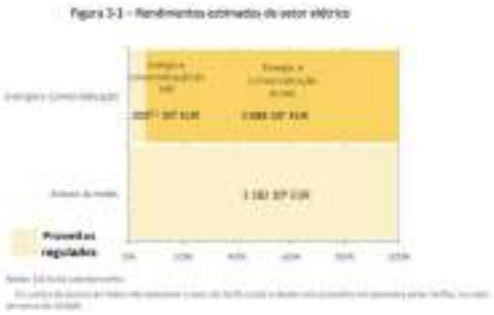
Fonte: ERSE

A.3. Responsabilidades financeiras no SEN

Neste contexto, a faturação global das empresas do setor elétrico compreende os proveitos regulados, bem como a faturação associada aos fornecimentos no Mercado Liberalizado.

Os proveitos regulados incluem os proveitos permitidos de energia e de comercialização do Comercializador de Último Recurso (Mercado Regulado) e os proveitos recuperados pelas TAR.

O montante de rendimentos totais estimados para o setor deverão representar, em 2020, cerca de 6 470 M€, no qual o peso relativo dos proveitos regulados em Portugal continental será na ordem de 52% (cerca de 3 384 M€):



Fonte: ERSE

Os proveitos permitidos das atividades reguladas integram o montante de aproximadamente 1 928,8M€ de custos de interesse económico geral (CIEG) e sustentabilidade incorporados nas tarifas de 2020, (que representa um acréscimo de 8,5% quando comparado com as tarifas de 2019), os quais são na sua generalidade pass through, designadamente:

1. ORT e GGS

a) Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas;

b) Sobrecusto do Agente Comercial;

c) Custos com a remuneração e amortização dos terrenos afetos a aproveitamentos hidroelétricos;

d) Plano de Promoção da Eficiência no Consumo;

e) ERSE, Autoridade da Concorrência (AdC);

f) Custos com mecanismo de garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN;

g) Custos com interruptibilidade;

h) Custos com as tarifas transfronteiriças;

i) Proveitos associados ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal-Espanha.

2. ORD

a) Rendas de concessão;

b) Diferencial de custos com aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE);

c) Custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC);

d) Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo do DL 165/2008, de 21 de agosto;

e) Ajustamentos positivos ou negativos no âmbito da sustentabilidade de mercados;

f) Rendas dos défices tarifários ao abrigo do DL 237-B/2006, de 18 de dezembro;

g) Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTN e BTE;

h) Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória;

i) Tarifa social;

J) Custos do OLMC.

Dos valores recebidos dos seus clientes, os comercializadores, incluindo o CUR, pagam ao ORD os valores respeitantes às TAR, e ao Estado Português os impostos incluídos nas faturas dos clientes.

Para cumprimento do pagamento das TAR, os comercializadores prestam aos ORD uma garantia, que tem um valor inicial definido aquando da celebração do Contrato de Uso das Redes, a qual é aumentada em resultado do crescimento da faturação do comercializador em causa.

Por sua vez, para pagamento de desvios de consumo em relação às suas previsões, os comercializadores prestam ao ORT uma garantia que tem um valor definido no Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema.

As regras atuais não têm o impedido o incumprimento de alguns comercializadores, revelando uma cobertura insuficiente face às suas responsabilidades financeiras perante o sistema.

Assim o CT tem insistido, nos seus Pareceres, na necessidade de se implementar um novo sistema de gestão de garantias, gerido por uma entidade única com competências para o efeito.

B. Recomendações anteriores do CT

Como acima se refere, o desenvolvimento do processo de liberalização do setor elétrico ditou o aumento do número de comercializadores a operar no mercado.

Nos últimos anos registou-se a insolvência de pequenos Comercializadores de energia que se traduzem, até ao momento, em mais de 6 M€ de dívidas ao SEN (cerca de 5 M€ do acesso às redes e mais de 1 M€ no mercado de serviços de sistema).

Tendo em conta que parte destas dívidas têm sido pagas por todos os consumidores, e sendo essencial salvaguardar os interesses destes, dos operadores de redes e do gestor de sistema, em suma a integridade do SEN, o CT tem manifestado a sua preocupação com esta matéria, nos vários Pareceres que tem emitido por solicitação expressa da ERSE, através de recomendações e sugestões, que a seguir se revisitam.

Assim:

1) Em novembro de 2018, no Parecer que emitiu sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019", o CT efetuou as seguintes recomendações:

   "A garantia de integridade do SEN deverá atender a duas vertentes indissociáveis

   - Gestão prudencial na atribuição de licenças de comercialização, onde o CT considerou ser imperioso e urgente garantir a gestão prudencial na atribuição de licenças de comercialização, designadamente pela prévia e cabal demonstração de idoneidade, capacidade técnica e económica para operar nos mercados para os quais é solicitada a emissão de licença.
   - Gestão integrada de riscos e garantias, onde o CT recomendou/considerou:
     - ✓ ser urgente a criação de um quadro legal da gestão integrada das garantias, tendo presente o contexto de internalização de dívidas de comercializadores por parte dos consumidores proposto nesta Proposta de Tarifas para 2019 e, ainda, a existência de riscos de natureza sistémica quer para o setor elétrico quer para o de gás natural, o CT;
     - ✓ que a atividade de gestor de garantias deva ser exercida por uma entidade independente, com conhecimento e experiência na gestão de garantias nos setores energéticos (quer de eletricidade quer do gás natural), o que virá a permitir uma gestão eficiente e potencialmente conjunta das garantias prestadas pelos agentes que operem em qualquer dos dois mercados, sugerindo para tal a OMIClear (diretamente ou através de uma outra entidade com a qual se encontre em relação de domínio ou grupo)."

2) De igual modo, em 2 de setembro de 2019, o CT no parecer que emitiu sobre a "Proposta de alteração do Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME)", objeto da 78ª Consulta Pública:

   - Deixou muito clara a importância que atribui à gestão prudencial da capacidade, idoneidade técnica e económica dos agentes que pretendem o registo como comercializadores, de modo a acautelar, em caso de insolvência, impactos no SEN, em resultado de dívidas do acesso às redes.
   - Por essa razão, o CT recomendou:
   - no que tange à gestão do sistema de garantias previsto, ponderação por parte da ERSE relativamente à definição da entidade com tal incumbência, porquanto tendo a gestão de garantias para o setor elétrico sido atribuída, nos termos do artigo 58.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 de 3 de junho, ao OMIP, importa avaliar a possibilidade de esta entidade assumir a gestão das garantias no setor da mobilidade elétrica, desde que tal resulta de uma análise de custo-benefício com ganhos para o sistema;

- que os valores mínimos das garantias a fixar sejam adequados aos riscos de incumprimentos contratuais e ao mesmo tempo não constituam um entrave a uma maior concorrência das atividades exercidas no âmbito do sistema de mobilidade elétrica e
- uma maior explicitação no apuramento do valor mínimo das garantias a prestar.

3) Em 15 de novembro de 2019, no parecer que emitiu sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2020", o CT destacou o facto de, decorridos 2 anos sobre a revisão do Regulamento das Relações Comerciais (RRC), ocorrida em 2017, a ERSE não ter ainda promovido a Regulamentação nele prevista (art.º 99º A, B e C), tendo produzido um "Regime transitório de gestão de riscos e garantias no SEN" através da Diretiva n.º 11/2018, de 22 de junho, pelo que recomendou:

- a revisão urgente do RRC, bem como o desenvolvimento da Regulamentação da atividade de gestão de garantias no âmbito do SEN, estatuída no art.º 58 - D do Decreto-Lei 76/2019, de 3 de junho;
- a avaliação de outras medidas específicas que contribuam para mitigar este risco do SEN, como sejam:
  - ✓ Revisão urgente da regulamentação prevista no RRC possibilitando aos operadores agirem de forma célere a eventuais incumprimentos, limitando os prejuízos para o SEN que estes comercializadores possam vir a induzir, e a conclusão dos processos pendentes;
  - ✓ Possibilitar a redução da duração do ciclo de faturação entre os operadores e os comercializadores, quando a dívida se encontrar em situação crescente durante 2 meses consecutivos, para reduzir o risco de incumprimento e o valor das garantias;
  - ✓ Em caso de incumprimento confirmado, transferir de forma célere para o CUR a carteira de clientes desse comercializador, como medida cautelar.

Sendo entendimento do CT que o ORD e o ORT não podem incorrer em custos que decorrem da inexistência ou incumprimento de regulamentação, que vise nomeadamente a adequada gestão das garantias e a idoneidade e robustez financeira dos operadores de mercado, o CT recomendou à ERSE:

- ✓ a urgente definição das condições de recuperação pelo ORD dos montantes correspondentes aos 20% das dívidas de comercializadores condicionados pelo procedimento de cobrança judicial, devendo prever a inscrição destes montantes em proveitos permitidos, acrescidos de juros, logo que comprovado que foram executadas todas as diligências de cobrança, incluindo o competente processo judicial.
- ✓ Concluído o processo judicial, deverão ser entregues ao sistema os montantes relativos a quaisquer recebimentos que se venham a verificar.

C. Recomendações incorporadas pela ERSE e pelo Legislador

Considerando o carácter não vinculativo dos Pareceres emitidos pelo CT, as recomendações neles produzidas podem ter ou não acolhimento por parte da ERSE.

As recomendações do CT constantes do seu Parecer, emitido em novembro de 2018, sobre a "Proposta de Tarifas e Preços da Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019", foram comentadas pela ERSE em documento específico.

O CT constatou, assim, que a ERSE, no domínio da recomendação para uma gestão prudencial na atribuição da licença de comercialização, referiu partilhar das preocupações do CT e deu conhecimento da realidade existente no espaço europeu.

A concordância do CT com uma gestão integrada de riscos e garantias no contexto do SEN e a recomendação da entidade que considera mais adequada para essa gestão, mereceram igualmente acolhimento expresso por parte da ERSE.

De igual forma, o CT regista positivamente a publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que desenvolve os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do SEN, incluindo a Seção VI dedicada à Gestão de riscos e garantias do SEN (artigos 58º-A e segs.), contemplando, assim, as preocupações e sugestões do CT.

Em resposta às preocupações e recomendações do CT, a ERSE, reconhecendo a necessidade de alterar a gestão de riscos e garantias nos setores elétricos e do gás natural, nomeadamente no que diz respeito aos procedimentos, meios de prestação e atualização das garantias, seus custos e consequências de incumprimentos de obrigações por parte de agentes de mercado, lançou em outubro de 2016 uma consulta sobre este tema, tendo as respetivas conclusões conduzido a uma revisão regulamentar do setor elétrico mais orientada, que se veio a concretizar em 2017.

A ERSE considerou que, com a publicação do Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico (RRC), em dezembro de 2017, foi consagrada a existência de um modelo integrado de aferição de riscos e de prestação de garantias, o qual deveria ser objeto de subregulamentação para operacionalização dos detalhes operativos.

O CT regista ainda que a ERSE considerou que o conjunto de regras transitórias adotado através da sua Diretiva n.º 11/2018, de 22 de junho, corresponde à subregulamentação do RRC, por se considerar que as regras finais devem beneficiar de outros desenvolvimentos ainda não concretizados.

No que diz respeito às recomendações emitidas no seu parecer sobre a "Proposta de alteração do RME", o CT regista que as mesmas mereceram acolhimento no Regulamento da Mobilidade Elétrica, aprovado pela ERSE no Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, vide artigos 26º a 33º.

Quanto às recomendações do CT no parecer que emitiu sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2020", foram objeto de comentários da ERSE em documento específico publicado em 16 de dezembro de 2019 em simultâneo com as Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2020 e que, em síntese, se consubstanciam em três planos distintos:

1) Quanto à natureza específica dos incumprimentos, o CT constata que a ERSE reitera que o reconhecimento de proveitos aos mencionados operadores regulados é o resultado da análise completa de cada situação em concreto, que permita aferir da sua integral concordância com o conjunto de obrigações regulamentares, uma vez que "o contexto que gera a necessidade de se proceder ao fornecimento supletivo e a ocorrência de custos no perímetro do sistema tem necessariamente, sem prejuízo de se observarem princípios comuns para a sua consideração regulatória, um tratamento casuístico em função da atuação de cada comercializador e da verificação que se faça do quadro regulamentar aplicável";

2) Quanto à definição de um quadro regulamentar completo, o CT regista que a ERSE reconhece que a gestão de riscos e garantias no âmbito dos setores regulados assume, para si, uma importância significativa, desde logo pelo facto de daí poderem decorrer custos económicos e reputacionais que afetam o funcionamento do mercado, tendo explicitado as várias ações que desenvolveu desde a aprovação do quadro regulamentar (RRC do setor elétrico, publicado em 17 de dezembro de 2017) até ao presente;

3) Quanto ao conteúdo e alcance da regulamentação a aprovar, a ERSE destaca a colocação em consulta pública do documento, agora em apreço, sobre a matéria e que é o resultado de um trabalho continuado da ERSE, facto que o CT regista positivamente.

A propósito das medidas elencadas pelo CT no mesmo parecer, a ERSE refere:

- ✓ Que o regime transitório já permitiu implementar normas de contenção de riscos (p. ex. a inibição de constituição de novos clientes em carteiras com situações de insuficiência no cumprimento das obrigações), ou a própria diferenciação de prazos de pagamento pelo que a proposta agora colocada a consulta, beneficiando da experiência entretanto recolhida com a aplicação do quadro transitório de regras, mantém e consolida este tipo de abordagem;
- ✓ Relativamente à proposta de transferência de clientes para fornecimento pelo CUR como medida cautelar, a ERSE entende que, face ao histórico, às medidas vigentes e perspetivadas, às dificuldades de enquadramento legal e regulamentar de tal medida, à perceção adversa sobre o mercado e aos possíveis efeitos na liberalização e na concorrência em prejuízo dos consumidores, as soluções em discussão se afiguram, neste momento, ajustadas ao princípio da proporcionalidade.

D. Regulamento de Relações Comerciais

O RRC, de dezembro de 2017, no que concerne ao tema de garantias a prestar pelos agentes de mercado, contempla as seguintes definições e princípios:

a) Atividade do gestor de garantias - Compreende a gestão integrada, em conjunto ou em separado, das garantias a prestar pelos agentes de mercado, no âmbito dos contratos de adesão ao mercado de serviços de sistema e dos contratos de uso das redes (Artigo 99.º A, nº 1);

b) Exercício da atividade do gestor de garantias - A atividade do gestor de garantias é assegurada pelo operador da rede de transporte no âmbito da Gestão Global do Sistema, podendo delegá-la em terceira entidade, mediante a autorização prévia da ERSE (Artigo 99.º A, nº 2) ;

c) Princípios gerais das atividades exercidas pelo gestor de garantias - O gestor de garantias está sujeito à observância dos seguintes princípios gerais (Artigo 99.º A, nº 3):

   i. Salvaguarda do interesse público.

   ii. Igualdade de tratamento e de oportunidades.

   iii. Não discriminação.

   iv. Transparência das decisões, designadamente através de mecanismos de informação e de auditoria.

   v. Minimização dos riscos sistémicos para o SEN.

d) Princípios relativos ao apuramento do valor da garantia - O apuramento do valor de garantia a prestar no âmbito dos contratos de uso de redes e do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema tem em conta o histórico de, pelo menos, um ano de faturação no âmbito de cada contrato, devendo ser majorados os valores de garantia para os agentes de mercado que tenham verificado dois ou mais atrasos no cumprimento das obrigações constituídas no âmbito dos contratos de adesão ao mercado de serviços de sistema e dos contratos de uso das redes. Refere-se ainda que, para os agentes sem histórico de faturação, deve ser definido um valor de garantia mínimo, nos termos da regulamentação complementar (Artigo 99.º - C, nº 1, 2 e 4).

e) Verificação da suficiência da garantia prestada – Procedimento a realizar mensalmente, e, sempre que necessário, deverá efetuar-se uma atualização do valor da garantia para a conformar com o mínimo exigido (Artigo 99.º - C, nº 3).

f) Penalização pela não atualização da garantia - A não atualização do valor da garantia por parte do agente de mercado implica a inviabilidade de constituir obrigações adicionais no âmbito dos contratos de uso das redes (Artigo 99.º - C, nº 5).

g) Meios e forma de prestação de garantia - As garantias no âmbito dos contratos de adesão ao mercado de serviços de sistema e dos contratos de uso das redes são prestadas em numerário, depósito bancário, garantia bancária, seguro-caução, ou outro meio que assegure suficiente cobertura dos riscos assumidos pelo agente de mercado. Também se refere que o gestor de garantias pode propor à ERSE a aceitação de outro tipo de garantias para além das anteriormente referenciadas (Artigo 99.º - B, nº 1 e 2).

h) Requisitos mínimos de crédito ou notação de risco - O gestor de garantias pode propor à ERSE a definição de requisitos mínimos de crédito ou notação de risco das instituições emitentes dos instrumentos de garantia (Artigo 99.º - B, nº 3).

i) Garantias a prestar pelos comercializadores - As garantias previstas no n.º 6 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, devem ser prestadas pelos comercializadores, a favor da entidade concessionária da RNT, mediante uma das seguintes modalidades (Artigo 278.º, nº 1):

   i. Garantia bancária autónoma à primeira solicitação, emitida por uma instituição de crédito de primeira ordem.

   ii. Linha de crédito irrevogável durante o período aplicável, mobilizável à primeira solicitação e concedida por uma instituição de crédito de primeira ordem.

   iii. Seguro-caução com termos de mobilização equivalentes aos previstos para as modalidades referidas nas alíneas anteriores, constituído por uma instituição de seguros de primeira ordem.

j) Sub-rogação ou transmissão dos direitos resultantes de garantia emitida - A entidade concessionária da RNT deve proceder à sub-rogação ou transmissão dos direitos resultantes de garantia emitida nos termos do número 1 do Artigo 278º, ao operador das redes de distribuição que tenha satisfeito o pagamento dos montantes da parcela fixa e da parcela de acerto, no caso de não cumprimento da obrigação de pagamento pelo comercializador que tenha procedido à prestação da respetiva garantia (Artigo 278.º, nº 2).

E. Diretiva n.º 11/2018, de 22 de junho

1. Neste novo modelo plasmado no RRC foi atribuído à REN, enquanto Operador da Rede de Transporte (ORT), ou a entidade por este designada para o efeito, as funções de gestor de riscos e de garantias. No entanto, este modelo estava dependente de posterior subregulamentação, que não se concretizou.

2. De acordo com a informação disponibilizada pela ERSE, no documento justificativo da proposta regulamentar em apreciação, o ORT terá manifestado dúvidas quanto à concordância do âmbito de atuação de um gestor integrado de garantias com os termos da concessão que é detentora.

3. Reconhecendo a necessidade de alterar o modelo de gestão de riscos e garantias então em vigor, a ERSE aprovou em 22 de junho de 2018 a Diretiva n.º 11/2018.

4. Esta Diretiva, de carácter provisório, pretendia responder às insuficiências e constrangimentos que tinham sido identificados pelos agentes de mercado, no âmbito de consultas desenvolvidas em 2016 e 2017.

5. Com a aprovação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, foi consagrado um modelo de gestão integrada de garantias, em que se atribui ao OMIP, S.A., as funções de gestor de garantias.

6. As alterações decorrentes deste último diploma impactam tanto nas regras do RRC como na Diretiva n.º 11/2018, e assim sendo, nos termos do art.º 58-D do diploma, a ERSE desenvolveu a presente proposta de regulamentação.

II

ESPECIALIDADE

Proposta de Diretiva

A. Anexo I – Gestão de riscos e garantias no SEN

A.1. Período Transitório

Como se infere das situações já ocorridas, entende o CT que um dos pilares fundamentais para o correto funcionamento do mercado assenta no reforço dos mecanismos de gestão prudencial dos riscos para o SEN, prévios e sucessivos ao registo da atividade de comercialização de energia elétrica, que compete à DGEG fazer aprovar, ouvida a ERSE.

Este seu entendimento encontra-se aliás estatuído no n.º 3 do artigo 47.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que refere: "(…) a DGEG, ouvida a ERSE, deve apresentar, no prazo de 90 dias após a entrada em vigor do presente decreto-lei, uma proposta fundamentada de critérios económicos para a verificação da idoneidade e capacidade económica dos agentes de mercado que pretendem obter o registo de comercialização".

Neste contexto, o novo modelo proposto de gestão de riscos e garantias sairá amplamente reforçado com a definição dos critérios previstos no n.º 3 do artigo 47.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

Com efeito, o estabelecimento de mecanismos de gestão prudencial dos riscos dos agentes do SEN é essencial para se minimizarem os impactos decorrentes das situações de incumprimento, nomeadamente através da deteção antecipada dos agentes potencialmente expostos a estes riscos.

Adicionalmente, o CT sugere que se aproveite o período de transição estabelecido na proposta de diretiva, para se expurgarem as situações de incumprimento existentes no atual contexto, acautelando desse modo a migração de todos os agentes para o novo modelo, em condições de equidade.

A.2. Modelo de garantias

O modelo de garantias proposto define que o agente de mercado deve prestar dois tipos de garantias: uma garantia individual para cobrir a exposição ao risco e as responsabilidades do próprio agente de mercado e uma garantia solidária que cobre os riscos e responsabilidades gerais dos agentes de mercado numa lógica de proteção sistémica do SEN.

A ERSE refere no documento justificativo que "o coeficiente de repartição entre garantia individual e solidária deve ser mantido flexível para fixação em função das próprias condições de mercado, sem prejuízo de se definir com caracter transitório um parâmetro de 70% para cobertura das responsabilidades pela garantia individual do agente de mercado".

De igual modo, destaca que "no que respeita à determinação da garantia solidária, esta é, na atual proposta, definida como sendo equivalente às responsabilidades conjuntas dos dois maiores agentes de mercado (em volume de responsabilidades assumidas), com um minorante de 60% do volume global de responsabilidades constituídas no SEN."

O CT recomenda à ERSE que, com a introdução da garantia solidária, seja revista a ponderação entre os dois tipos de garantia de modo a mitigar-se uma transição excessiva de responsabilização das falhas dos agentes incumpridores para os agentes cumpridores.

Cumpre realçar que, atualmente, os agentes são integralmente responsáveis pelo cumprimento das suas responsabilidades individuais.

Assim, e por forma a prevenir distorções materiais da concorrência entre agentes de mercado, o CT considera que a garantia solidária deve assumir um valor inferior a 30%, e que o referencial para o cálculo do valor da garantia solidária não tenha por base os dois maiores agentes de mercado, mas sim, por exemplo, do valor médio global das responsabilidades dos agentes.

Entende ainda o CT que, a garantia de um sistema saudável e sustentável depende da celeridade em corrigir as situações de incumprimento e não em almejar valores elevados de garantias solidárias.

A.3. Procedimento de informação até ao fornecimento supletivo

O quadro regulamentar atual atribui ao CUR a obrigação de fornecimento aos clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade.

A legislação e a regulamentação da ERSE carecem de uma maior definição relativamente aos procedimentos a observar por parte dos agentes, especialmente na situação em que a carteira de clientes do agente incumpridor tenha de ser migrada para o CUR.

Considera o CT que só a definição clara e tempestiva dos prazos aplicados e das respetivas responsabilidades dos agentes ORD, GGS, CUR e OLMC pode colmatar a indefinição atual.

Entende o CT que importa, assim, acautelar a definição dos fluxos de informação necessários até ao fornecimento supletivo dos clientes (quem, quando e como).

Em cumprimento e aplicação do conceito de fornecimento supletivo, devem os clientes em causa, ser informados em tempo útil do processo de transferência de contrato para o CUR, a que vão estar sujeitos.

Cumpre ainda salientar que este mecanismo deverá respeitar o preceituado na Lei da Proteção de Dados Pessoais, uma vez que a transferência da carteira de clientes do agente inibido implica a transmissão dos respetivos dados pessoais para os CUR.

A.4. Verificação da suficiência e atualização da garantia individual

De acordo com a proposta de diretiva, a verificação da suficiência da garantia individual deve ser efetuada com periodicidade diária e, paralelamente, o gestor integrado de garantias deve enviar ao agente de mercado um aviso para eventual necessidade de reforço da garantia individual, sempre que as responsabilidades constituídas pressuponham uma grandeza superior a 95% do valor da garantia individual prestada.

O n.º 5 do Art.º 9.º refere um prazo extraordinário de 10 dias úteis para o agente atualizar a garantia antes da suspensão da carteira; adicionalmente, o n.º 7 do mesmo art.º atribui um prazo de 10 dias úteis até que a suspensão ocorra efetivamente.

Apesar de estar estabelecido na proposta um prazo máximo de 20 dias úteis para reposição de garantias, o CT considera que seria possível encontrar um mecanismo alternativo, mais expedito e flexível, para redução do risco sistémico e utilização das garantias solidárias.

No entendimento do CT, o mecanismo poderá ser revisitado de modo a permitir um ajustamento em função da evolução temporal do grau de cobertura efetiva das responsabilidades dos agentes. Desta forma, uma evolução abrupta das responsabilidades dos agentes poderia ser acautelada de forma mais imediata e tempestiva.

A.5. Valorização das responsabilidades em aberto

a. O n.º 2 do artigo 7.º, no que concerne às responsabilidades individuais em aberto dos agentes no âmbito do SEN, considera de forma indiferenciada os contratos de usos da rede de distribuição, da rede de transporte e de adesão ao mercado dos serviços de sistema.

b. Ao contrário dos consumos de energia elétrica afetos a uma carteira de um Agente de Mercado Comercializador, as responsabilidades dos Agentes de Mercado no mercado dos serviços de sistema

dependem da sua forma de atuação no mercado organizado ou em contratação bilateral e da volatilidade do preço. A forma de contratação e o preço podem variar repentinamente e tornar a garantia, calculada com base na faturação dos últimos 3 meses, insuficiente para cobrir o risco do Agente.

c. O CT sugere que a determinação das responsabilidades individuais acomode este contexto.

A.6. Comercializador de Ultimo Recurso (CUR)

De acordo com a proposta de diretiva, no seu Art.º 3º, e como novidade, o CUR que atua no território continental é sujeito interveniente na gestão de riscos e garantias no SEN.

Não sendo o CUR um agente comercialmente ativo no mercado, não tem total controlo na sua carteira de clientes.

Esta situação origina desafios adicionais ao CUR a quem cabe receber os clientes cujos comercializadores tiverem contratos suspensos, implicando o aumento da componente individual da garantia a prestar e, consequentemente incorrer em custos adicionais.

Por outro lado, o fornecimento supletivo aos clientes afetados numa situação de default de um comercializador, não garante a permanência desses mesmos clientes no CUR.

Do anteriormente exposto e dada a sua natureza regulada, o CT não encontra justificação substantiva para que o CUR se deva enquadrar no âmbito desta diretiva.

Caso a ERSE mantenha a sua proposta, o CT defende que este sobrecusto da empresa regulada deverá ser reconhecido pela ERSE.

B. Anexo II – Procedimentos de informação operacional ao gestor integrado de garantias

O artigo 16º da proposta de diretiva dispõe que os operadores de rede e o gestor global do SEN devem remeter ao gestor integrado de garantias, com periodicidade diária, a informação discriminada das responsabilidades de cada agente de mercado no âmbito dos contratos de uso de redes e ou contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema.

Tendo presente os objetivos a que a referida informação pretende dar resposta, o CT concorda com os procedimentos agora propostos.

Contudo dado serem procedimentos que agora se iniciam e com custos previsíveis associados, o CT sugere que os mesmos sejam periodicamente revisitados pelo regulador, que aferirá em cada um desses momentos da manutenção ou não da sua adequabilidade face aos objetivos propostos, em forma, natureza e periodicidade.

C. Anexo III – Procedimentos de informação à ERSE

Para concretização do modelo proposto, a ERSE pretende implementar fluxos de informação entre os operadores de rede e o gestor global do SEN com o gestor integrado de garantias, de modo a que se concretizem as disposições de verificação continuada da suficiência e da constituição de garantias.

O CT considera positiva a obrigatoriedade do gestor integrado de garantias disponibilizar à ERSE informação diária da posição de responsabilidades, pagamentos, garantias exigíveis e constituídas dos agentes de mercado.

D. Recomendações finais

1. A discussão sobre o modelo de gestão de riscos e garantias, que teve início em 2016, tem vindo a evoluir de acordo com as alterações que o funcionamento dos sectores elétrico e do gás natural sofreu nas últimas décadas, reconhecendo-se a necessidade de definir um modelo de gestão de riscos e

garantias para ambos os sectores. Pela sua natureza, estes sectores tendem cada vez mais a estar interligados, nomeadamente na atividade comercial (oferta dual).

Neste sentido, este tema foi igualmente incluído na revisão regulamentar de ambos os sectores, nomeadamente na recente proposta de fusão dos regulamentos de relações comerciais (RRC), e que entendemos como um passo positivo para a adequação das peças regulamentares de ambos os sectores à aplicação de um modelo único de gestão de riscos e garantias.

O CT entende que a regulamentação em apreço nesta consulta, assumindo relevância crescente para evitar riscos de contraparte que oneram desnecessariamente os sistemas, deveria incluir o sector do gás natural, com a contribuição dos agentes de ambos os setores.

2. O CT sugere a avaliação, por parte dos agentes e da ERSE, da viabilidade de adaptar os atuais fluxos de informação ao formato padronizado a implementar, com o objetivo de evitar custos acrescidos para todos os agentes e consumidores.
3. O CT sugere, ainda, que nesses fluxos de informação seja dado o destaque possível a situações de incumprimento ou de previsível incumprimento, para um acompanhamento mais próximo.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste Parecer.

Aprovado em 14 de janeiro de 2020.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Alteração do Regulamento da Mobilidade Elétrica ◆ [Consulta Pública n.º 78]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [64]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT a Proposta de alteração do Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME) cabendo ao CT emitir parecer até 2 de setembro de 2019.

Considerando que o CT reunirá para emissão de parecer sobre a Consulta Publica n.º 77 "Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC)", com prazo de resposta até 16/setembro/2019, foi solicitada a prorrogação do prazo de emissão deste parecer para a mesma data, pretensão que foi aceite.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO

O Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME) vigente foi publicado pela ERSE em dezembro de 2015, na sequência das alterações legislativas resultantes da publicação do Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho.

Recentemente, a Entidade Gestora da Mobilidade Elétrica (EGME) apresentou uma proposta para o Manual de Procedimentos da Atividade da EGME, tendo a ERSE concluído ser possível integrar grande parte das suas disposições no próprio RME, prescindindo assim da peça de subregulamentação.

Não tendo sido disponibilizada a referida proposta de Manual de Procedimentos da Atividade da EGME, o CT procurou identificar as alterações introduzidas comparando o articulado do RME em vigor com a proposta de RME em consulta.

II

ESPECIALIDADE

1) Definição dos agentes e acesso à atividade

O CT manifestou em pareceres anteriores[65] a importância que atribui à gestão prudencial da capacidade, idoneidade técnica e económica dos agentes que pretendem o registo de comercialização, de modo a acautelar, em caso de insolvência, impactos no Sistema Elétrico Nacional (SEN), em resultado de dívidas do acesso às redes, que os cidadãos não estão disponíveis para continuar a suportar, quer como consumidores de energia elétrica quer como contribuintes.
O Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, procede à inclusão na Secção VI da "Gestão de riscos e garantias no SEN", contemplando as preocupações e sugestões do CT quanto à gestão prudencial de garantias, facto que o CT regista positivamente.
A atividade de comercialização de eletricidade para a mobilidade elétrica está sujeita a registo, nos termos da legislação em vigor:

[64] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril

[65] Parecer tarifas e preços e outros serviços em 2019, emitido em 15/nov/2018.

a) Portaria n.º 240/2015, de 12 de agosto - fixa o valor das taxas devidas pela apreciação do pedido, e efetivação, do registo de comercialização de eletricidade para a mobilidade elétrica, pela emissão da licença de operação de pontos de carregamento e pela realização das inspeções periódicas;

b) Portaria n.º 241/2015, de 12 de agosto - estabelece os requisitos técnicos a que fica sujeita a atribuição de licença para o exercício da atividade de operação de pontos de carregamento da rede de mobilidade elétrica, bem como algumas regras procedimentais aplicáveis à instrução do respetivo requerimento.

No documento em consulta é afirmado pela ERSE: *"A atribuição do registo de comercialização, pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), carece de prévia demonstração da capacidade e idoneidade técnica e económica para operar".*

Neste particular, o CT releva que "*a capacidade e idoneidade técnicas*" se encontram devidamente legisladas na Portaria nº 241/2015. No que concerne às "*condições de capacidade económica para operar*", o CT desconhece os parâmetros que serão utilizados e ainda se existe legislação aplicável.

O CT verifica que a proposta em análise prevê a apresentação de garantias que cubram 4 meses de operação, destacando:

a) A sua concordância com a proposta da ERSE quanto ao tipo de garantia ..." *seja de fácil execução e, ou seja, de pagamento à primeira solicitação, podendo a garantia consubstanciar a forma de numerário, depósito bancário, garantia bancária ou seguro-caução",* bem como outros meios de garantias já considerados aceites na regulamentação do setor elétrico.

b) Regista a atribuição da gestão prudencial e diária destas garantias à EGME;

c) Concorda com a metodologia de atuação e propostas de consequência nos casos de incumprimentos.

No que tange à gestão do sistema de garantias previsto, o CT recomenda ponderação por parte da ERSE relativamente à definição da entidade com tal incumbência. Com efeito, no âmbito do SEN, a gestão de garantias para o setor elétrico foi atribuída, nos termos do artigo 58.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, ao OMIP, importando assim, avaliar a possibilidade desta entidade assumir a gestão das garantias no setor da mobilidade elétrica, desde que tal resulte de uma análise do custo-benefício com ganhos para o Sistema.

O CT recomenda ainda, que os valores mínimos das garantias a fixar sejam adequados aos riscos de incumprimentos contratuais e ao mesmo tempo não constituam um entrave a uma maior concorrência das atividades exercidas no âmbito do sistema de mobilidade elétrica. Neste sentido, o CT sugere uma maior explicitação no apuramento do valor mínimo das garantias a prestar.

2) Proteção de dados pessoais

Independentemente do modelo de organização da rede de mobilidade elétrica que vier a ser adotado, os agentes do setor devem cumprir as obrigações decorrentes do Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados (RGPD) no âmbito da proteção de dados pessoais de pessoa singular.

Efetivamente, todo o desenvolvimento da economia digital a que assistimos deve assentar e garantir o uso estritamente necessário dos dados pessoais imprescindíveis para a concretização das transações, salvaguardando o indispensável consentimento explícito do titular dos dados no caso de se pretender a utilização dos mesmos para fins complementares devidamente identificados.

Nesta proposta de revisão do Regulamento da Mobilidade Elétrica, a ERSE apresenta os principais eixos de aplicação das regras de proteção consoante o tipo de relacionamento entre os diferentes agentes participantes (EGME, o CEME e o OPC) e expressa, de forma muito clara, a necessidade de respeitar os princípios da proteção de dados pessoais, posição com a qual o CT concorda.

3) Proveitos, tarifas reguladas e preços

3.1) Tarifas de acesso às redes de energia elétrica para a mobilidade

A ERSE propõe que a tarifa de acesso às redes de energia elétrica para a mobilidade seja equivalente à tarifa de acesso às redes em BTN, com conversão dos preços de potência para preços de energia. No caso das ligações à rede em MT, este valor é deduzido da tarifa de uso da rede de distribuição em BT.

O CT considera que a ERSE deveria aplicar uma estrutura tarifária que garanta que as instalações BTN, cuja faturação do acesso às redes é definida em função da potência contratada, não sejam penalizadas pelo aumento de potência decorrente da instalação de um ponto de carregamento, de forma a garantir igualdade de tratamento entre pontos de carregamento, independentemente do nível de tensão a que se encontrem ligados.

O Regulamento Tarifário do Setor Elétrico determina que a faturação da potência a instalações em BTN depende da potência contratada, enquanto instalações em MT e BTE são faturadas em função da potência máxima tomada nos últimos 12 meses incluindo o mês a que a fatura reporta.

Tendo em atenção o que oportunamente recomendou, e a ERSE acolheu, no âmbito da iluminação pública, o CT propõe a adoção de um modelo de faturação semelhante ao aplicado na IP, em que, para efeitos de faturação, se considera a potência máxima tomada pela instalação. Considere-se, entre outros, o condomínio (ver ponto adiante) onde a instalação existente na zona comum sofre um reforço de potência de forma a suportar o carregamento de veículos elétricos.

Considera o CT que o contributo positivo para a transição energética através da promoção do desenvolvimento da rede de mobilidade elétrica só será possível se esta gozar de uma estrutura de encargos cuja razoabilidade seja uma evidência.

3.2) Tarifas da EGME

O setor da mobilidade elétrica em Portugal tem uma organização única no contexto europeu, por centrar a gestão do sistema de mobilidade elétrica numa entidade regulada, papel esse que foi atribuído à EGME. A não existência de entidades homólogas de outros países europeus inviabiliza o estabelecimento de *benchmarks* ou de estudos comparativos de custos e proveitos para a atividade da EGME.

Na revisão do RME agora promovida, a ERSE não propõe qualquer alteração à estrutura e metodologia de definição dos proveitos e das tarifas da EGME. Neste contexto, mantêm-se os comentários apresentados no parecer do CT à anterior Consulta Pública de revisão do RME, promovida pela ERSE em 2015, nomeadamente a definição de um modelo de custos aceites regulatória e economicamente justificável.

O caráter emergente do setor da mobilidade elétrica e as esperadas respostas inovadoras do mercado recomendam uma regulação exigente para evitar qualquer tipo de subsidiação cruzada entre agentes do setor, incluindo no seio da própria EGME dada a possibilidade regulamentar de serem exercidas atividades com proveitos não regulados que não devem contaminar a esfera contabilística e financeira sujeita a escrutínio regulatório.

4) Medição, leitura e disponibilização de dados

São da responsabilidade do ORD e da EGME as atividades de medição, leitura e disponibilização de dados no setor da mobilidade elétrica.

O modelo de gestão de dados que é proposto aplicar às instalações de consumo com contrato BTN impõe a recolha de diagramas de carga quarti-horários, já em aplicação para os pontos de entrega em MT e BTE. Esta proposta implica alterações aos sistemas de informação do ORD, sendo definido um período transitório, até 30 de junho de 2020, durante o qual se aplicará um modelo simplificado de disponibilização de dados.

O CT considera adequado o modelo transitório proposto.

A referência horária dos equipamentos é essencial para a aferição das transações da mobilidade pelo que o CT recomenda que os OPC ou DPC assegurem o sincronismo dos equipamentos através da distribuição da referência de tempo a todas as unidades de forma automática. Esta terá por base o padrão mundial da hora UTC disponível em diversas tecnologias. A ligação em rede com o EGME e os meios dos OPC/DPC devem permitir a verificação regular do desvio horário individual dos equipamentos de medição instalados nos pontos de alimentação dos postos de carregamento para deteção e correção de não conformidades.

O encerramento do reporte de dados de consumo apenas no final do terceiro dia seguinte ao do carregamento do veículo elétrico (devido à imposição da necessidade de recolha, troca e processamento de dados entre a EGME e o ORD para o efeito) impede a monitorização e disponibilização de informação em tempo real aos clientes sobre os custos dos seus carregamentos, com impacto negativo na esfera do cliente.

A EGME disponibilizará aos CEME os dados de consumo provisórios no dia seguinte ao do carregamento dos veículos elétricos. O CT entende que os dados de consumo deveriam ser disponibilizados ao CEME imediatamente após o final do carregamento, não obstante a EGME manter o direito de atualizar esses mesmos dados até ao terceiro dia seguinte ao do carregamento.

O CT recomenda que não sejam sujeitos a acertos os consumos dos pontos de carregamento, devendo os desvios ser acomodados entre os agentes comercializadores, até ao terceiro dia seguinte ao do carregamento, como sucede no setor elétrico, relativamente ao acerto de carteiras dos comercializadores.

Da mesma forma, as transações associadas à mobilidade elétrica devem ter um valor definitivo para o consumidor, comunicado no ato do carregamento. Desta forma, assegura-se uma maior confiança dos consumidores na utilização da rede de mobilidade elétrica, à semelhança do que ocorre com o abastecimento de combustível.

A ERSE propõe que o modelo e formato dos dados disponibilizados pela EGME aos diversos agentes do setor da mobilidade elétrica resultem de um processo de consulta de interessados. O CT entende que, sempre que possível, seja aproveitado o modelo e formato já testados no projeto piloto, atendendo aos significativos investimentos em sistemas de informação já realizados pelos agentes durante esta fase.

É proposto que a metodologia utilizada para acertos e correções de consumo da rede de mobilidade elétrica seja publicada pela EGME na sequência de consulta de interessados. O CT entende que, atenta a necessária interação entre EGME e ORD no tratamento destas situações, a metodologia a submeter a consulta de interessados seja elaborada conjuntamente pela EGME e ORD.

5) Qualidade de serviço

O CT considera adequadas as regras propostas pela ERSE referentes à Qualidade de Serviço, uma vez que estas se encontram alinhadas com a regulamentação estabelecida no Regulamento n.º 629/2017, de 21 de dezembro, referente à Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural.

6) Detentor de pontos de carregamento de acesso privativo

O Regulamento de Mobilidade Elétrica em discussão pública estabelece regras para a operação de OPC e de DPC, entendendo o CT que se revela necessária uma maior clarificação nomeadamente sobre a operação dos espaços privados e dos espaços privados de acesso ou fruição pública.

7) Desempenho da EGME na ativação, bloqueio, desbloqueio e cancelamento de cartões de UVE

A ERSE, na sua proposta, introduz um indicador geral relativo ao desempenho da EGME no que diz respeito às ações de ativação, bloqueio, desbloqueio e cancelamento de cartões de UVE, utilizando para o efeito um prazo de referência de 24 horas.

A proposta estabelece ainda que a EGME envie à ERSE os dados solicitados relativos ao ano civil anterior até 15 de março.

O CT concorda com o proposto no articulado, sugerindo que a informação relativa ao desempenho da EGME na gestão dos cartões de UVE seja tornada pública, atenta a relevância da mesma para os utilizadores de veículos elétricos.

8) Experiência do utilizador

Como afirmado pela ERSE *"A rede de mobilidade elétrica ainda se encontra a operar em projeto piloto, ou seja, as regras que se aplicam ainda não são as definitivas. Deste modo, o RME publicado pela ERSE ainda tem aplicação reduzida"*.

O projeto de mobilidade elétrica foi iniciado em 2009 e, passados 10 anos, a incipiência da sua implementação deve-se em parte ao modelo de desenvolvimento adotado, em que para além do carregamento doméstico, apresenta apenas um modelo de elevada complexidade e centralização, sem que se tenham adotado soluções de maior simplicidade e consequente racionalidade económica.

No parecer do CT sobre a mobilidade elétrica de 2015, afirma-se que: "*Não sendo a mobilidade elétrica um serviço público essencial, recomenda-se que o Regulamento permita a implementação complementar de formas flexíveis de contratação, nomeadamente sistemas pré-pagos ou outras, com grande amplitude do ponto de vista da comercialização, de forma a possibilitar um acesso mais generalizado aos serviços de carregamento por parte dos utentes, nacionais e turistas*".

A ERSE, nos seus comentários relativos à consulta pública de 2015, referiu "*Deve ser possível enquadrar fornecimentos esporádicos/eventuais, que permitam o modelo de negócio semelhante ao das bombas de gasolina. Nessa modalidade, o custo do fornecimento é pago no momento pelo UVE, não ficando aderente de qualquer contrato de fornecimento com um CEME e não precisando de um cartão. Veja-se, por exemplo, o que se pode passar com os carros alugados. Nesta situação, o "cliente eventual" corresponde a uma única transação e extingue-se nesse momento*".

Não tendo sido, implementado, vem o CT reiterar a posição já expressa no supracitado parecer.

9) Condomínios

9.1. A questão técnica

A adaptação das instalações de utilização elétricas dos edifícios coletivos em propriedade horizontal é matéria que suscita preocupação ao CT, considerado o conhecimento da desadequação das instalações existentes em exploração e da escassa divulgação das regras hoje em vigor.

O CT tem presente o Guia Técnico das Instalações Elétricas para a Alimentação de Veículos Elétricos, que visa as instalações elétricas em edifícios, publicado no site da DGEG, www.dgeg.pt, estudado e produzido pela Comissão Técnica de Normalização Eletrotécnica – CTE 64, com data de março de 2015, atualizada em 2017.

Noutra dimensão da questão, o CT também tem conhecimento de situações que têm ocorrido, e continuam a ocorrer, em condomínios, que incorporam a manifesta impreparação dos mesmos para abordar esta temática. A acrescer, assinale-se a proliferação, algo acentuada, de veículos elétricos postos à carga por ligações efetuadas por extensões elétricas entre a habitação do dono do veículo e a via pública, onde a viatura estaciona, com evidente atropelo das normas mais elementares da segurança de pessoas e bens.

Para o CT, o atual estado significa um evidente divórcio entre as regras adequada e oportunamente criadas e o conhecimento público das mesmas.

Perante esta evidência, o CT não pode deixar de recomendar a realização de campanhas públicas de informação sobre o tema, coordenadas entre a ERSE e a DGEG, com o apoio das associações de defesa dos consumidores e dos distribuidores de energia elétrica em baixa tensão.

Adicionalmente a instalação de postos de carregamento em espaços privados como condomínios deve, apenas, requerer o licenciamento das instalações.

9.2. A questão tarifária

Da análise efetuada, o CT constata que, a maioria dos serviços comuns dos edifícios coletivos em propriedade horizontal dispõe de contrato de fornecimento de energia em Baixa Tensão Normal (BTN) ou em Baixa Tensão Especial (BTE).

Dependendo da dimensão do edifício no que concerne ao número de frações em propriedade horizontal, ao CT afigura-se razoável deduzir que, com instalações de carregamento para mobilidade elétrica, os serviços comuns dos edifícios contratem, na maioria das situações, fornecimento de energia em BTE, possivelmente em Média Tensão num futuro próximo para os grandes edifícios.

Como atrás se refere, na BTE e na MT a potência faturada obedece a uma regra específica. Contudo, existirão edifícios de menor dimensão, com estacionamento coletivo, onde os serviços comuns terão contrato de fornecimento de energia elétrica em BTN.

Considerando o CT que a transição energética no âmbito da mobilidade deve aportar uma estrutura de encargos cuja razoabilidade seja uma evidência, defende que a recomendação acolhida no âmbito da iluminação pública seja alargada aos condomínios com instalações de mobilidade elétrica e com contrato de fornecimento em BTN.

Assim, o CT considera essencial que a ERSE articule com a DGEG, em conjunto com os distribuidores de energia elétrica em baixa tensão, a criação, no processo de licenciamento, de um local de consumo de "serviços comuns com mobilidade elétrica".

10) Disponibilização de informação pelos CEME aos UVE no âmbito da rotulagem de energia elétrica

A rotulagem da energia elétrica permite, por um lado, a diferenciação dos CEME e das suas ofertas comerciais no mercado e, por outro, a escolha de consumo consciente e informada por parte dos UVE sobre os impactes ambientais provocados pela energia elétrica consumida pelos seus veículos.

O RME em discussão pública estabelece a obrigação de o CEME disponibilizar através da internet ou outros meios de comunicação, informação atualizada sobre a rotulagem de energia elétrica, designadamente o *mix* das suas ofertas e o valor de emissões de CO_2 associadas ao consumo do UVE.

Sendo a rotulagem da energia elétrica um potencial instrumento de diferenciação das ofertas em mercado, considera o CT adequado o método proposto no Artigo 14º do RME para a determinação dessa mesma rotulagem.

Com efeito, a determinação da rotulagem de energia elétrica dependerá da modalidade de aprovisionamento de energia elétrica praticada pelo CEME:

a) Contratação com CSE (Comercializador do Setor Elétrico)

b) Contratação bilateral

c) Contratação através de mercados organizados

Numa situação de aprovisionamento de energia elétrica por via da contratação com um único CSE, a informação de rotulagem determinada pelo CEME deverá corresponder à rotulagem da oferta do referido CSE. Contudo, numa situação de contratação com mais do que um CSE, o *mix* de energia do CEME deverá corresponder à ponderação dos diferentes *mix* dos CSE pelo volume de energia de cada oferta.

Nas demais modalidades de contratação em que o CEME tenha obtido o estatuto de agente de mercado equiparando-se aos CSE, aquele deverá determinar o *mix* de energia de acordo com as regras definidas na Diretiva ERSE n.º 16/2018, de 13 de dezembro. De acordo com a referida Diretiva, para o cálculo do *mix* da oferta, o CEME deverá considerar não só o *mix* do SEN como também os contratos bilaterais estabelecidos ou as Garantias de Origem (GO) detidas.

O CT realça a necessidade urgente da implementação do mecanismo de emissão de GO, que se encontra inativo desde 2015. Com as alterações introduzidas pela Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, esteve em consulta pública até 11 de agosto o Manual de Procedimentos da EEGO, aguardando-se a publicação dos instrumentos necessários à sua implementação.

O CT manifesta concordância com as regras definidas no âmbito da informação da rotulagem de energia elétrica, cujo teor deverá ser disponibilizado pelos CEME aos UVE.

III

RECOMENDAÇÕES

No presente parecer o CT expressa um conjunto de recomendações reconhecendo que as medidas previstas pela ERSE nesta revisão do RME decorrem do quadro organizativo definido na Lei.

Entende ainda o CT ser oportuna a formulação de uma recomendação adicional, como segue:

No parecer que sobre esta mesma matéria expressou em 2015, o CT recomendou que fosse perspetivada pela ERSE a diligência, junto dos órgãos competentes, das conversações necessárias à revisão integral do sistema equacionado para a gestão da mobilidade elétrica.

Hoje, perante a realidade existente, o alerta do CT sai reforçado na defesa dessa revisão profunda.

É cada vez mais evidente que os utilizadores de veículos elétricos esperam que o abastecimento em espaço público tenha um processo simplificado e com a facilidade de utilização idêntica à que hoje existe para os combustíveis fósseis (pagamento a dinheiro ou com cartão de débito ou crédito e emissão de fatura no ato de pagamento).

Uma simplificação com este contexto:

1. Reduzirá as complexidades processuais, bem como os riscos económicos, associadas à existência de agentes de mobilidade elétrica.
2. Simplificará a relação entre os OPC e os CSE (toda a energia entrada nos Postos de carregamento é contratualizada entre estas duas entidades, como em qualquer outro contrato de fornecimento de energia no setor elétrico).
3. Deverá determinar a responsabilidade pelo controlo e aferição dos equipamentos que, dos OPC, registam as quantidades utilizadas (admitindo-se que sejam potência e tempo).

Com esta convicção, reforça o CT a recomendação para que a ERSE promova as diligências necessárias à simplificação do processo do abastecimento de veículos elétricos, alinhando com as melhores práticas internacionais e facilitando a interação de utilizadores de veículos elétricos de outros países.

IV

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as preocupações e recomendações constantes deste Parecer deverão ser consideradas e incorporadas pela ERSE.

Aprovado em 16 setembro de 2019.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia ◆ [Consulta Pública Prévia n.º 77]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [66]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT a proposta *"Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia"* cabendo ao CT emitir parecer até 16 de setembro de 2019.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte Parecer:

I

ENQUADRAMENTO

Os estatutos da ERSE preveem que a ERSE: … *"tem como atribuição contribuir para a progressiva melhoria das condições económicas, qualitativas, técnicas e ambientais dos setores regulados (eletricidade e gás natural), estimulando, nomeadamente, a adoção de práticas que promovam a eficiência energética e a existência de padrões adequados de qualidade de serviço."*

Neste sentido a ERSE tem promovido, desde 2006, a implementação de Planos de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC) no SEN.

As primeiras regras do PPEC foram aprovadas em julho de 2006, através do Despacho n.º 16122-A/2006, de 3 de agosto, revistas em junho de 2008, através do Despacho n.º 15546/2008, de 4 de junho, e novamente revistas através da Diretiva n.º 5/2013, de 22 de março na sequência da publicação da Portaria n.º 26/2013, de 24 de janeiro.

O PPEC, previsto no art.º 135.º no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, é um mecanismo de promoção de ações de gestão da procura de energia elétrica, utilizado ininterruptamente desde 2007.

A avaliação das medidas implementadas de promoção de eficiência no consumo permite concluir que o apoio a estas medidas apresenta benefícios para os consumidores, para o setor elétrico e para a sociedade.

Os desenvolvimentos verificados e esperados no setor energético e a experiência adquirida pela ERSE e pelos agentes do setor que se candidataram e implementaram medidas no âmbito das diversas edições do PPEC, aconselham a revisão e melhoria das regras do PPEC, objeto desta Consulta Pública, entendimento partilhado pelo CT[67].

II

ESPECIALIDADE

1. Contexto europeu e nacional da eficiência energética

Nos últimos anos a Comissão Europeia tem desenvolvido mecanismos e proposto diversos diplomas para a construção de uma política comum para a energia e o ambiente, numa estratégia orientada essencialmente para a mitigação dos efeitos das alterações climáticas.

[66] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril
[67] Conforme expresso em anteriores pareceres

Destes diplomas, merecem particular destaque os que resultam da visão estratégica para uma economia próspera, moderna, competitiva e neutra até 2050 "Um planeta limpo para todos", adotada em novembro de 2018, e que estabelece que o caminho para uma economia neutra em termos de clima tem 3 objetivos principais: dar prioridade à eficiência energética, alcançar a liderança mundial em energia de fontes renováveis e estabelecer condições equitativas para os consumidores e uma ação conjunta em sete áreas-chave: eficiência energética; implantação de fontes de energia renováveis; mobilidade ecológica, segura e conectada; indústria competitiva e economia circular; infraestruturas e interconexões; bioeconomia e sumidouros naturais de carbono; captura e armazenagem de carbono a fim de eliminar as emissões remanescentes.

Importa realçar, ainda, as 8 peças do pacote legislativo decorrentes da visão "Energia limpa para todos os Europeus", já em vigor, destacando-se como particularmente relevantes no âmbito deste parecer as seguintes:

- Diretiva (UE) 2018/2002: Revisão da Diretiva de Eficiência Energética, que estabelece uma meta para a UE de 32,5% de melhoria na eficiência energética para 2030, também com a possibilidade de uma revisão para aumento desta meta em 2023;
- Regulamento (UE) 2018/1999: O novo Regulamento da Governação da União da Energia, que inclui a obrigação dos Estados-Membros apresentarem um Plano Nacional integrado Energia Clima para 2021-2030, a entregar à Comissão Europeia até 31 de dezembro de 2019, o qual incluirá as metas nacionais, os contributos, as estratégias e as medidas para cada uma das cinco dimensões da União da Energia: a descarbonização, a eficiência energética, a segurança energética, o mercado interno da energia, bem como a investigação, a inovação e a competitividade.

No âmbito da política energética nacional é de realçar o Plano Nacional de Energia Clima (PNEC) 2030 que enquadra as obrigações decorrentes do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática, e será o principal instrumento de política energética e climática para a década 2021-2030. O PNEC visa garantir coerência entre políticas nas áreas da energia e clima para a concretização das metas no horizonte 2030, em articulação com o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, substituindo os planos nacionais (PNAER, PNAEE, PNAC).

Com o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica em 2050 o PNEC 2030 estabelece para Portugal metas mais exigentes do que as definidas pela União Europeia no pacote «Energia Limpa para Todos os Europeus», a saber:

- 45% a 55% de redução de emissões de gases com efeito de estufa em relação a 2005 (anterior 30% a 40%);
- 35% de eficiência energética (anterior 30%);
- 47% de incorporação de renováveis no consumo final de energia (anterior 40%).

Embora todos os setores de atividade contribuam para a redução de emissões, na próxima década é o setor da energia o que dará um maior contributo, assumindo na transição energética um papel especialmente relevante no contexto da transição para uma sociedade descarbonizada.

A eficiência energética é assim uma prioridade do PNEC 2030.

2. Implementação do PPEC

As medidas de eficiência no consumo de energia elétrica contempladas no PPEC são classificadas em:

a. Medidas tangíveis - promovem a redução do consumo de energia elétrica ou a gestão de cargas, de forma permanente. Medidas verificáveis e mensuráveis.

b. Medidas intangíveis – de informação e de divulgação que, muito embora não tenham impactos diretos mensuráveis, são indutoras de comportamentos mais informados pelo que permitem a tomada de decisão mais consciente pelos visados no que diz respeito à adoção de soluções mais eficientes no consumo de energia elétrica.

De acordo com as estimativas apresentadas pela ERSE considerando que os efeitos benéficos das medidas implementadas das 6 edições do PPEC permanecem até 2038, o valor das poupanças de energia elétrica acumulada é de 9,7 TWh (ou seja cerca de 3,6 milhões de ton de CO_2 evitadas).

Em termos de custo/benefício e com base na informação disponibilizada pela ERSE ao longo das várias edições do PPEC, a estimativa dos benefícios alcançados com a implementação das medidas tangíveis supera em grande escala os custos, prevendo a ERSE que no PPEC 2017/2018 o benefício supere cerca de 5 vezes o custo.

Relativamente ao grau de execução dos planos verifica-se que o mesmo tem vindo a diminuir, embora no PPEC 2013-2014 se verifique uma ligeira recuperação. O CT considera importante acompanhar as causas que levam a uma percentagem ainda significativa de execução abaixo do previsto e em particular, o elevado nível de desistências.

Figura 4-8 - Grau de execução das várias edições do PPEC

Nota: PPEC 2007 a PPEC 2011-2012 (valores reais); PPEC 2013-2014 (valores provisórios)

O CT considera que, ao fim de uma década de PPEC, seria útil uma análise agregada das várias edições do PPEC por forma a dar uma visão global das medidas aprovadas, e qual o seu benefício/custo.

3. Inclusão de outros vetores energéticos

O Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, estabeleceu que o processo de valorização e seleção das medidas de promoção da eficiência no consumo de energia, ao abrigo de planos de promoção da eficiência no consumo previstos nos regulamentos tarifários dos setores elétrico e do gás natural[68], aprovados pela ERSE, deve ser objeto de coordenação com os restantes instrumentos de política energética.

Por outro lado, as economias de energia alcançadas com as medidas implementadas no âmbito do PPEC são contabilizadas para o cumprimento do objetivo energético definido pelo Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril.

O enquadramento do gás natural como parte integrante da política energética é uma realidade que deve ser considerada no âmbito das diversas medidas de eficiência energética a promover e a implementar.

Neste sentido, e mais porque quer do ponto de vista regulamentar quer do ponto de vista legislativo o PPEC para o gás natural já se encontra previsto, entende o CT que o PPEC deve também passar a promover a eficiência no consumo no setor de gás natural.

[68] Desde setembro de 2006 que o Regulamento Tarifário do setor do gás natural prevê a existência de um Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de gás natural.

No que tange à extensão do PPEC aos restantes vetores energéticos regulados, o CT não dispõe de elementos que o habilitem a emitir parecer.

No entanto, o CT salienta a importância de ser salvaguardado o princípio da não subsidiação cruzada entre vetores energéticos, assegurando-se que não existem transferências de recursos financeiros entre setores.

4. Medidas promovidas pelo PPEC

O CT entende que a ERSE deve privilegiar medidas (tangíveis ou intangíveis) cuja eficácia da sua implementação possa ser medida de forma clara e que existam mecanismos bem definidos que demonstrem aos consumidores que elas foram compensadoras.

a) Medidas tangíveis

Conforme informação da ERSE as principais medidas tangíveis promovidas pelo PPEC 2017-2018, são (i) Iluminação LED; (ii) variadores eletrónicos de velocidade (força motriz); e sistemas de gestão dos consumos nos segmentos de serviços e residencial e ainda em valores menos significativos, outros indicados na imagem seguinte.

Sem querer esgotar a indicação de sugestão de medidas a implementar, chamamos a especial atenção que em unidades industriais em crescimento a aplicação do conceito de "**intensidade energética"** é a que conduz a uma maior eficiência energética, e que não significa que se diminua o consumo energético. O que é importante e fundamental nesses casos é a diminuição do consumo energético em tep por valor bruto produzido.

A intensidade energética final é um indicador da eficiência da economia que evidencia a relação entre a energia final consumida e a produção de bens.

Figura 4-1 - Distribuição das medidas tangíveis aprovadas no PPEC 2017-2018 por tecnologia

Quanto à substituição de lâmpadas o processo começou inicialmente pela aplicação das lâmpadas incandescentes por lâmpadas economizadoras sendo que, entretanto, a maior eficiência se regista na aplicação de lâmpadas LED.

A participação do PPEC nesta substituição de lâmpadas de uso doméstico justificava-se e foi positiva porque inicialmente as lâmpadas a instalar eram mais caras e desse modo muitos utilizadores não as adotavam.

Atualmente o preço das lâmpadas é relativamente baixo, não se justificando a inclusão no PPEC de medidas desse tipo, podendo-se sugerir a não incorporação de lâmpadas LED no setor doméstico, havendo, no entanto, ainda margem no setor empresarial.

No que respeita às novas medidas a implementar nos próximos PPEC deverá enfatizar-se apenas as medidas mais eficientes. A experiência adquirida ao longo da última década demonstra-nos que algumas

soluções podem já não necessitar de ser financiadas pelo PPEC, enquanto outras ainda necessitam do financiamento do PPEC para que se ultrapasse as barreiras de mercado existentes.

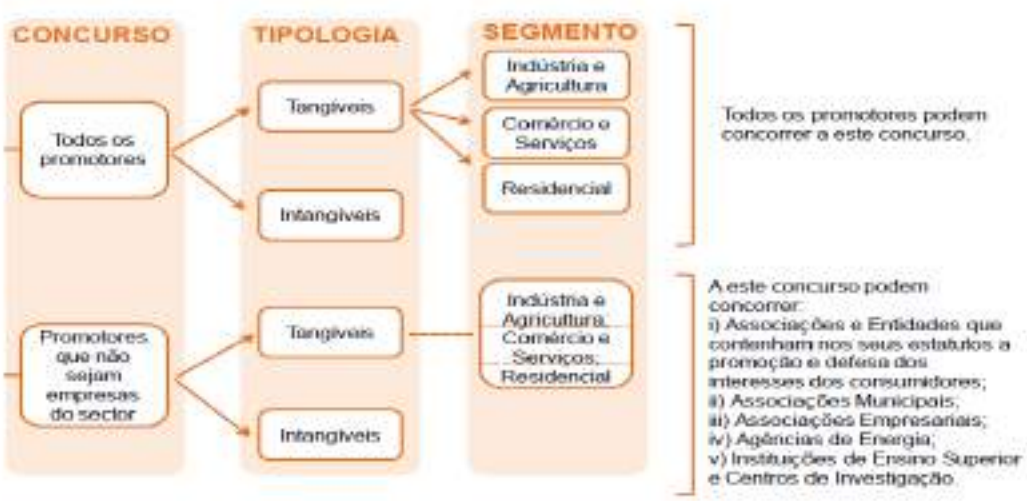
Quanto ao edificado considera o CT ser de considerar noutros programas que não o PPEC.

b) Medidas intangíveis

Quanto às medidas intangíveis de divulgação/informação e mesmo formação sobre boas práticas para a melhoria da eficiência energética entende o CT que importa assegurar a otimização dos investimentos.

5. Concursos do PPEC

Na documentação apresentada a consulta pública, a ERSE recorda a sua opção, para os anteriores PPEC, de separar os concursos de acordo com a natureza do promotor, setor económico de intervenção e tipo de medidas propostas.



Fonte: ERSE

As razões subjacentes a esta classificação prendem-se, de acordo com a ERSE, com o objetivo de ventilar a dotação orçamental dos incentivos através de uma maior diversidade de agentes e de medidas. Adicionalmente, nas últimas edições do PPEC, a ERSE valorizou as medidas associadas a consumidores vulneráveis bem como medidas de eficiência energética nas escolas e no setor do Estado.

É legítimo e oportuno equacionar se este mesmo modelo de repartição *a priori* de medidas a apoiar no âmbito do PPEC deve manter-se.

Na opinião do CT, o princípio mais importante a assegurar na aplicação de verbas que advêm das tarifas, é o da maximização dos benefícios esperados em situações onde estão identificadas barreiras de mercado ao aumento da eficiência no consumo de energia, incluindo adoção de equipamentos e hábitos de consumo mais eficientes por parte dos consumidores.

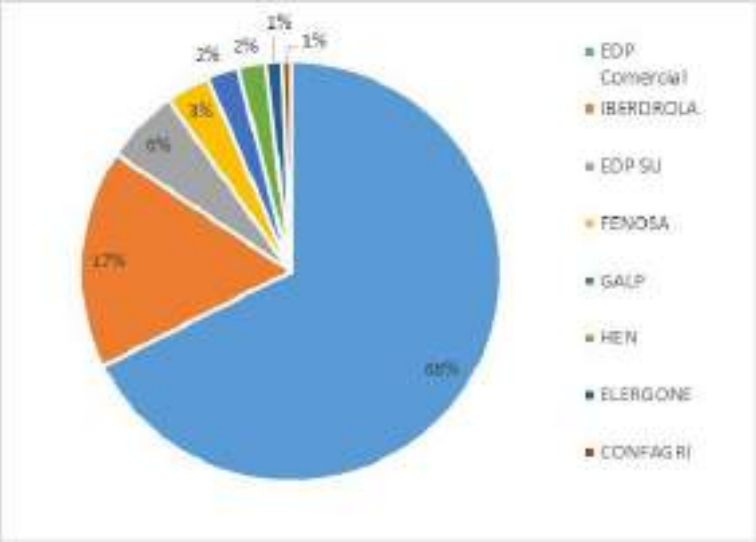
No mesmo sentido, devem ser evitadas quaisquer comparticipações de medidas que possam resultar do normal desenvolvimento do mercado.

Atendendo ao interesse, defensável, associado a uma participação plural de agentes e diversidade de medidas pelo efeito social multiplicador que acarreta, o CT recomenda que a ERSE mantenha a separação de concursos, mas com intervalos de valores orçamentais flexíveis (mínimo e máximo, por exemplo), permitindo uma maior flexibilização e consequente otimização na adjudicação final em função do indicador de retorno de cada medida *per si*.

6. Promotores do PPEC

Embora ao longo dos últimos anos se venha a verificar uma maior diversificação de promotores das medidas financiadas pelo PPEC, verifica-se que a larga maioria do incentivo tem sido atribuído a um grupo muito restrito de promotores.

Veja-se, a título de exemplo, a repartição do incentivo na última edição do PPEC, por promotor, nos concursos das medidas tangíveis destinadas a promotores do setor elétrico:



Fonte: Anexo do Despacho n.º 15355/2016, Relatório final de avaliação das candidaturas submetidas no âmbito do PPEC 2017-2018

Sendo certo que tal se possa dever, em parte, a uma maior capacidade de resposta, e a uma maior experiência no programa por parte de alguns promotores, não deixa de ser relevante destacar algumas questões relacionadas, por exemplo, com a forma como são hierarquizadas as medidas, como se analisa no parecer mais à frente.

Por outro lado, no que respeita em especial às medidas intangíveis, o CT considera que as associações de consumidores, pelo papel que desempenham no domínio da formação, informação e educação dos consumidores, deve ser incentivada, através, nomeadamente, da criação de um mecanismo de discriminação positiva a favor destes promotores.

7. Período de implementação do PPEC

De acordo com os artigos 9.º e 10.º das atuais regras, a frequência de candidatura ao PPEC é bienal, podendo as medidas intangíveis ter uma duração de implementação variável de 1 ou 2 anos e as medidas tangíveis uma duração de 2 anos.

A ERSE concluiu pela necessidade de equacionar a bondade ou não do alargamento do período de implementação do PPEC de dois para três anos, atendendo aos recorrentes pedidos de prorrogação por parte dos promotores, de acordo com a análise do que tem sido a realidade nas últimas três edições do PPEC nesta matéria.

O CT considera não ser conveniente o alargamento do Período de Implementação do PPEC, ao mesmo tempo que realça os efeitos positivos que serão aportados pela introdução do *overbooking.*

Necessidades pontuais de prorrogação deverão ser requeridas pelos proponentes e analisadas e concedidas pela ERSE, caso a caso, mediante avaliação que terá sempre em conta o índice de implementação já atingido pela execução das medidas aprovadas.

O CT alerta, ainda, para a necessidade de fixar prazo de apresentação das candidaturas em sessenta dias a contar da publicação dos critérios de avaliação das mesmas por parte quer da ERSE, quer do elemento do governo responsável pelo setor de energia.

8. Metodologia de avaliação das medidas

As medidas que os promotores apresentam à ERSE no âmbito do PPEC são avaliadas segundo as regras definidas na Diretiva da ERSE n.º 5/2013, de 22 de março, na Portaria n.º 26/2013, de 24 de janeiro, e no Despacho n.º 3739/2016, de 14 de março. A seriação das medidas é efetuada de uma forma bipartida, por um lado a ERSE avalia as medidas por um ponto de vista de regulação económica, e por outro lado, a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) avalia por um prisma de alinhamento das medidas com a política energética nacional.

Relativamente aos critérios utilizados pela ERSE, o CT considera que a ERSE poderia disponibilizar previamente à realização das candidaturas, os valores das poupanças energéticas, por tecnologia. Desta forma facilitar-se-ia o processo de avaliação e de comparação das medidas propostas.

Outro aspeto a melhorar na avaliação das medidas é o tratamento dado aos custos indiretos. Atualmente fica ao critério do promotor a inclusão ou não destes custos, sendo que as medidas que os incluem tornam-se pouco competitivas. Acontece que nem todos os promotores têm a capacidade financeira necessária para financiar os custos associados ao desenvolvimento e implementação de medidas.

O CT entende que seria vantajoso para a promoção da diversidade dos promotores que fosse considerada em todas as medidas uma percentagem máxima para os custos indiretos.

Adicionalmente, o CT realça a necessidade de clarificar os critérios de classificação das medidas intangíveis, indicando gradações de avaliação para as métricas qualitativas, que confiram maior objetividade na seriação das medidas.

O CT recomenda ainda que a ERSE pondere a adoção de critérios de avaliação da capacidade técnica e económica dos promotores, de forma a melhorar a execução orçamental do plano. Adicionalmente, a natureza dos critérios definidos para a avaliação da DGEG deveria ser explicitada e pública, previamente ao lançamento dos concursos.

Refira-se também a necessidade de atualizar os critérios considerados pela DGEG, que atualmente avaliam o alinhamento das medidas propostas com o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE). Dado que o PNAEE foi recentemente substituído pelo PNEC, com as linhas de atuação para o horizonte 2021-2030, a avaliação das medidas deve passar verificar o alinhamento com as metas estabelecidas no PNEC.

9. Comparticipação do PPEC

Ao longo da realização dos diversos PPEC, e suportando-se na experiência adquirida, a ERSE tem introduzido alterações ao regulamento em vigor que, genericamente, se revelam ajustadas.

Um dos mecanismos que vem sofrendo alteração é o da comparticipação ao PPEC, quer nos seus montantes quer na sua origem.

Entende o CT que esta ponderação, e consequente alteração, continua a ser necessária.

As medidas tangíveis são genericamente comparticipadas pelos proponentes ou pelos destinatários, independentemente do fim da utilização da energia elétrica: residencial, comércio e serviços, indústria.

O montante da comparticipação deve estar necessariamente dependente da barreira de mercado inerente à implementação da própria medida, pelo que o CT propõe que o regulamento preveja:

- a indicação pelo proponente da medida da escala da barreira (1 a 5),

- nas escalas mais elevadas, por exemplo 4 e 5, a comparticipação na medida seria limitada aos 20% atualmente em vigor,
- nas escalas menos elevadas, por exemplo, 1 a 3, a comparticipação na medida passaria a situar-se entre os 30 e os 40%,
- a validação do escalonamento constante da medida proposta seria da responsabilidade da ERSE fazendo parte dos itens necessários à sua aprovação.

O CT entende também que a ERSE pondere a possibilidade de os custos do PPEC com cada medida tangível passarem a ser alocados ao nível de tensão do utilizador a que a medida se destinou, efeito para o qual se considera que os promotores deveriam apresentar o mapa final de realização também com este detalhe.

No domínio das medidas intangíveis o CT entende razoável que seja considerada, como regra geral, uma comparticipação do promotor, e que esta seja fixada nos 10%.

O CT entende ainda que a execução de medidas tangíveis ou intangíveis no âmbito do PPEC se mantenha do domínio das entidades que o atual regulamento prevê.

10. Mecanismos que assegurem uma maior execução orçamental do PPEC

Entendendo a importância da alocação eficiente de recursos escassos no quadro da execução do PPEC, o CT concorda com as propostas da ERSE em (i) implementar um mecanismo de 10% de sobre reserva (overbooking) na aprovação de candidaturas e (ii) que o orçamento de medidas que não tenham tido qualquer execução no prazo de um ano seja redirecionado para medidas suplentes.

11. Plano de verificação e medição

O Plano de verificação e medição encontra-se previsto no Artigo 26.º das Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica aprovadas no âmbito do regulamento tarifário[69], estabelecendo no ponto 3 que o mesmo deve ter em conta os seguintes aspetos:

a) A adequação do plano a cada medida em particular, aos seus objetivos, ao grau de maturidade, ou ao orçamento global.

b) A relação benefício-custo dos procedimentos de verificação e medição.

c) Os valores de referência tecnicamente aceites quer de parâmetros utilizados quer do nível do rigor da determinação dos resultados das medidas de eficiência energética.

Por outro lado, no ponto 7 do mesmo artigo descreve-se que o Plano de Verificação e Medição deve proporcionar ou abordar:

a) A verificação do cumprimento do projeto da medida de eficiência no consumo, ou a demonstração de eventuais desvios.

b) A verificação a posteriori dos pressupostos da medida de eficiência no consumo, nomeadamente o desempenho de um dado equipamento, a utilização desse equipamento, os ganhos de eficiência face à tecnologia padrão, o custo das soluções mais eficientes ou outros parâmetros assumidos à partida.

c) A determinação dos resultados efetivos, após implementação, da medida de eficiência no consumo, face aos objetivos traçados e segundo indicadores definidos a priori.

Os ganhos obtidos com um projeto de eficiência energética deverão ser suportados num Plano de Verificação e Medição, sendo que este plano deve incluir métodos e instrumentos técnicos adequados às condições específicas de cada projeto.

[69] Março de 2013.

O CT considera que os objetivos de um Plano de Verificação e Medição, deverão permitir:

a) Potenciar a compreensão da gestão de energia no domínio da descarbonização da economia;

b) Identificar os custos evitados decorrentes e os ganhos de eficiência energética obtidos;

c) Promover a transparência e a credibilidade dos relatórios realizados quanto aos resultados associados à eficiência energética;

d) Facilitar a verificação independente.

Consideramos relevante destacar a existência de organismos internacionais dedicados a este tema, sendo exemplo a EVO - Efficiency Valuation Organization[70], que publica um documento intitulado International Performance Measurement and Verification Protocol (IPMVP). Este documento descreve as práticas comuns de medição e verificação, decorrentes da implementação de projetos de eficiência energética, pelo que o CT entende que a ERSE deveria ponderar as vantagens advenientes do desenvolvimento de métodos padronizados de elaboração de relatórios de Medição e Verificação, tendo por base, tanto quanto possível, as práticas internacionais disponíveis.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as preocupações e recomendações constantes deste parecer deverão ser consideradas e incorporadas no parecer a emitir pela ERSE.

Aprovado em 16 de setembro de 2019.

[Parecer integral digitalizado]

[70] https://evo-world.org/en/.

A missão da EVO consiste em desenvolver e promover métodos normalizados para quantificar e gerir os riscos e benefícios relacionados com eficiência energética.

◆ Mecanismo de contratação a prazo de energia elétrica para satisfação dos consumos dos clientes do CUR ◆ [Consulta Pública n.º 73]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [71]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT a proposta de Diretiva referente a *"Mecanismo de aquisição a prazo de energia elétrica por parte de comercializador de último recurso"* cabendo ao CT emitir parecer até 11 de março de 2019.

No período de elaboração deste parecer o CT teve a apresentação do OMIP, em 1 de março p.p., sobre a disponibilização de Produtos Derivados.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO

O aprovisionamento eficiente do CUR tem constituído uma preocupação da ERSE, corporizada num conjunto de documentos que têm obtido a necessária apreciação do CT.

Assim, no seu parecer à 68.ª Consulta Pública - Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, e no seu parecer sobre a proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019, o CT expressou as seguintes preocupações e recomendações:

1. Que o mecanismo proposto pela ERSE para aprovisionamento eficiente do CUR "com 60% do consumo trimestral contratado no mercado de futuros com antecedência adequada e 40% no mercado à vista" cuja estratégia assentava que "em cada mês o CUR adquire para uma proporção do consumo estimado para o ano t produtos trimestrais no OMIP", prevendo-se a distribuição das compras de futuros de forma uniforme ao longo dos 21 meses, conferia firmeza ao aprovisionamento, podendo dessa forma dar previsibilidade e estabilidade à tarifa de energia.
2. Que a repartição 60%/40% deveria ser explicitada pela ERSE com a correspondente fundamentação a ser dada ao conhecimento do CT.
3. Que embora considerando o mecanismo proposto pela ERSE como podendo ser eficaz na minimização de desvios face às previsões, o mesmo não evitaria a ocorrência anual de ganhos ou perdas financeiras, consoante a evolução do preço no mercado à vista.
4. Que a falta de liquidez do OMIP – sem negociação de produtos com entrega em Portugal e com a liquidez maioritariamente concentrada nos dois trimestres imediatos (Q+1, Q+2) para os dois anos seguintes (CAL+1, CAL+2) para entrega em Espanha – poderia constituir um sério obstáculo à implementação da estratégia então delineada pela ERSE.
5. Que não obstante a referência da ERSE ao facto de a implementação desta estratégia de aprovisionamento eficiente do CUR, caso pudesse ter tido lugar entre 2014/2018, poder ter trazido

[71] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

uma redução dos desvios na previsão do custo médio de aquisição do CUR face ao valor incluído nas tarifas, este mecanismo não se configurava *stricto sensu* como uma estratégia de cobertura de risco, uma vez que não estava determinado um valor *ex ante* a cobrir relativamente ao preço de compra por parte dos consumidores.

6. Que seria importante a monitorização trimestral da evolução do preço de energia no mercado organizado e a atualização *ex-post* da Tarifa de Energia sempre que se verificassem desvios, mas que na avaliação desse desvio o cálculo do valor revisto da previsão de preço médio de energia do CUR não deveria ser só um exercício retrospetivo, incluindo os valores reais para os trimestre já decorridos, mas também prospetivo, incorporando informação atualizada sobre os preços que se verificassem nos mercados de futuros para os trimestres ainda por fechar na nova estimativa do custo de aquisição do CUR para o ano t.

7. Que no articulado do RT/SSE seria importante uma maior clarificação, designadamente no que se referisse:
   a. A volumes a aprovisionar no mercado de futuros, devendo a estratégia de aprovisionamento ficar sujeita à prévia avaliação da ERSE, que deveria ainda estabelecer a periodicidade de atualização de migração de clientes do MR para o ML, considerados os 21 meses de antecedência de aprovisionamento no mercado de futuros.
   b. Ao preço médio de referência, por entender existir falta de clareza, decorrente da contratação de futuros, na forma de cálculo daquele preço, cuja definição pela ERSE teria como base o "preço médio da contratação estabelecida até 30 de setembro de t-1, para entregas no ano t".

8. Que se deveria observar a análise individual ou combinada de outras soluções, nomeadamente a dinamização da liquidez dos produtos portugueses, através da introdução da figura de *market maker* para a zona portuguesa do MIBEL e a promoção de um mecanismo de leilão com o CUR a atuar como comprador único, aprovisionando a sua carteira com contratos trimestrais/anuais em proporção a definir *ex ante* pela ERSE.

9. Que a ERSE desenvolvesse um conveniente modelo em colaboração com os intervenientes diretos OMIP e CUR.

A ERSE assinala que o CT e a maioria dos interessados que apresentou comentários na consulta pública consideram como positiva a proposta para a introdução dos mecanismos de aprovisionamento eficiente do CUR e de adequação da tarifa de energia que permitam aumentar a previsibilidade sobre o custo da energia.

Conforme salientado pelo CT, a ERSE reconhece que os mecanismos aprovados não são suficientes, por si só, para delinear uma estratégia de aprovisionamento do CUR que assegure a redução de desvios na tarifa de energia face aos preços de energia do mercado grossista, em contextos de volatilidade de preços.

Nesse sentido, visando acolher os comentários recebidos, a ERSE completará este quadro regulamentar, com uma proposta que permita a operacionalização do mecanismo de aprovisionamento eficiente do CUR, prevendo múltiplas formas de aquisição de energia pelo CUR, com horizontes temporais de longo prazo (superior a 1 ano) assegurando-se, simultaneamente, o equilíbrio do mercado, ou seja, assegurando que a atuação do CUR é neutra no funcionamento do mercado grossista.

A presente consulta pública destina-se ao estabelecimento das regras de operacionalização do mecanismo, entendendo o CT da urgência da mesma face aos prazos da sua implementação.

II

ESPECIALIDADE

O CT apresenta os seus comentários tendo em conta que o mecanismo de contratação a prazo de energia elétrica para a satisfação dos consumos dos clientes do CUR deve estar apoiado no princípio da estabilidade e previsibilidade do preço, pelo que se tecem as seguintes considerações:

a. O CT constata que a ERSE não refere ter promovido a colaboração com os intervenientes diretos OMIP e CUR no desenvolvimento do mecanismo de aprovisionamento do CUR.

b. O CT questiona a oportunidade de introdução de novo mecanismo de aprovisionamento do CUR, mais complexo, na fase final do atual período regulatório.

1. Caracterização de mercado de derivados do MIBEL

O mercado de derivados do MIBEL é um mercado organizado de produtos a prazo cujo subjacente é a energia elétrica. Este mercado foi criado no âmbito de um tratado internacional assinado entre Portugal e Espanha.

Com a criação do MIBEL ficou definido que o mercado de derivados para Portugal e Espanha seria gerido por uma entidade Portuguesa (OMIP) e que a gestão do mercado à vista para os dois países é da responsabilidade de uma entidade Espanhola (OMIE). Existe ainda uma terceira figura corporativa (OMIClear) que funciona como contraparte central (CCP) de todos os produtos do OMIP, função que permite uma gestão do risco das transações em conformidade com os regulamentos internacionais.

Atualmente o OMIP disponibiliza para as duas zonas do MIBEL (Portugal e Espanha) diversos produtos Derivados (Futuros, Forwards, Swaps, Opções) além da organização de Leilões específicos sobre a produção de regime especial e de transferência de direitos financeiros sobre a interligação elétrica.

A negociação destes contratos a prazo pode-se verificar das seguintes formas:

1. Negociação anónima direta em ecrã (Mercado Contínuo)
2. Negociação em Leilão
3. Registo *OTC*, negociação Bilateral ou intermediada por um *Broker*, com posterior registo na OMIClear. Depois do registo na CCP tem exatamente o mesmo tratamento do risco operacional que um produto negociado diretamente em Contínuo ou Leilão.

Na análise do CT sobre a liquidez dos Futuros no OMIP observou-se que, à exceção dos produtos negociados em Leilões, são os produtos Futuros sobre a zona Espanhola do MIBEL, e para as maturidades mais próximas os que apresentam mais liquidez (FTB M+1; FTB M+2; FTB Q+1; FTB Q+2 e FTB Yr +1).

No caso específico dos produtos para a zona Portuguesa (FPB) apenas existe volume que decorre do leilão PRE. Constata-se que não terá existido nenhum negócio nos últimos anos nestes produtos Portugueses em mercado contínuo.

Esta maior concentração da liquidez nos produtos derivados da Zona Espanhola do MIBEL justifica-se principalmente pela concorrência dos seguintes aspetos de mercado:

a. A Zona Espanhola do MIBEL, pela sua dimensão e desenvolvimento, tem maior capacidade de atração de agentes internacionais do que a zona Portuguesa.

b. Em períodos de preços *Spot* iguais (ou semelhantes) e sendo os derivados maioritariamente produtos financeiros, naturalmente que o volume se concentra no mercado de dimensão maior.

c. Produtos Espanhóis do OMIP têm *Market Makers* nos produtos de maior liquidez (meses, trimestres e anos), já no caso dos produtos Portugueses de momento não existe esta figura contratualizada.

O CT realça as seguintes conclusões:

i. Os produtos mais negociados dizem respeito à zona Espanhola do MIBEL (exceção são os Leilões PRE que licitam contratos da zona Portuguesa).

ii. Os produtos de maturidade trimestral e anual apresentam liquidez superior aos de maturidade semanal ou mensal. Essa liquidez está concentrada principalmente no ano seguinte (FTB Yr+1) e nos dois trimestres seguintes (FTB Q+1; FTB Q+2).

iii. Os leilões funcionam como agregadores de liquidez no mercado.

iv. Em termos de Benchmarking Internacional para o rácio Consumo/volume de derivados, os mercados Ibéricos estão muito abaixo de Países como a Alemanha, França, Países Nórdicos ou Itália. A título de exemplo, na Alemanha o valor de transações em produtos a prazo é cerca de 4 vezes o total do consumo no país. Em Espanha o valor de derivados (já contando com Bolsa e fora de Bolsa) não atinge 60% do Consumo total.

2. Caracterização da procura do CUR

A caracterização da procura do CUR, em especial do seu perfil temporal ao longo do ano, assume especial relevância para o desenho de um mecanismo de aprovisionamento daquele agente.

A ERSE, na sua proposta agora em apreço, refere de forma muito clara, que não pretende que o CUR esteja exposto a risco de volume, ou seja, em situação de poder adquirir a prazo mais do que as suas necessidades de carteira, pelo que, a caracterização do perfil de procura do CUR e a sua compatibilização com o tipo de produtos disponíveis em mercado a prazo é necessário.

Com esse intuito, a proposta da ERSE analisou dois cenários alternativos de aprovisionamento: um primeiro considerando o consumo mínimo anual estimado e outro considerando o consumo mínimo trimestral estimado, tendo em conta o período de 2009 até 2017 com base nas Curvas Reais de Consumo do CUR para cada um dos anos analisados com desagregação horária.

A proposta para colocação da procura do CUR a prazo, utilizando uma análise trimestral, sugeriria uma cobertura de 61% do consumo enquanto que, numa perspetiva anual, o valor do consumo a satisfazer corresponde a 55% do consumo anual. A diferença não é muito significativa pelo que a proposta da ERSE de considerar 60/40 acaba por encontrar sustentabilidade na análise dos dados do passado.

3. Modelação do mecanismo de aprovisionamento do CUR

3.1. Estruturação dos horizontes de programação e definição de produtos e volumes

A ERSE propõe que o mecanismo de aprovisionamento a prazo de energia elétrica do CUR seja baseado na contratação de futuros em mercado organizado segundo duas vertentes: a negociação em leilão e a negociação em contínuo. A repartição de volumes entre estas duas vertentes será divulgada anualmente nos termos e condições definidos no Projeto de Diretiva, considerando as condições do mercado em cada ano.

O CT considera globalmente positivo o mecanismo proposto pela ERSE, que permitirá assegurar maior previsibilidade dos custos com a aquisição de energia do CUR no momento de definição das tarifas, contribuindo para a redução dos desvios na atividade de compra e venda de energia elétrica para fornecimento de clientes (CVEE-FC) e garantindo maior estabilidade ao processo tarifário.

Em particular, o CT denota que o mecanismo agora proposto constitui uma evolução positiva face ao mecanismo anteriormente discutido na Consulta Pública n.º 68, nomeadamente devido à introdução do modelo de leilões de compra de energia, em linha com as recomendações do CT.

No entanto, o CT gostaria de manifestar que, relativamente à modalidade de contratação em contínuo, se reafirmam as preocupações expressas no seu anterior parecer quanto à falta de regras relativamente à distribuição dos volumes a aprovisionar em cada período, à forma de cálculo do preço médio de referência e às regras de negociação em mercado contínuo.

Detalham-se de seguida os comentários do CT relativamente a cada uma das modalidades de contratação a prazo propostas:

3.1.1. Leilões de compra de energia

A ERSE propõe que o mecanismo de leilões para aquisição de energia elétrica acondicione a contratação de produtos anuais com entrega até 2 anos após a data de negociação e de produtos trimestrais com entrega até 2 trimestres após a data de negociação.

De acordo com o esquema ilustrativo da estrutura anual de compras a prazo, apresentado no documento de enquadramento da consulta pública, a programação anual a divulgar pela ERSE até 15 de dezembro do ano t-2 deverá incluir a definição dos produtos a contratar via leilão nos dois anos seguintes, prevendo-se a contratação de produtos anuais para entrega ao longo do ano t e a contratação de produtos trimestrais para entrega em trimestres específicos.

Tal como referido anteriormente, o CT concorda com o mecanismo de leilões proposto pela ERSE, assente numa estratégia de diversificação do prazo de maturidade dos produtos contratados pelo CUR, que permitirá dotá-lo de maior flexibilidade para adequação do seu programa de compras à evolução da carteira de consumos no mercado regulado.

3.1.2. Negociação em contínuo

Relativamente à negociação em contínuo, por restrições de liquidez para produtos trimestrais, a ERSE propõe que esta modalidade inclua apenas produtos com maturidade anual, prevendo-se a possibilidade de negociação de produtos com entrega quer em Portugal, quer em Espanha. Não obstante, a ERSE impõe que a liquidação destes produtos seja sempre física, afastando a modalidade de liquidação financeira.

No seu anterior parecer, o CT alertou a ERSE para a necessidade de definir os termos e condições específicas de execução deste modelo de aprovisionamento. O CT constata que, apesar da proposta da ERSE ser agora mais clara quanto à tipologia dos produtos a contratar (maturidade, tipo de carga e modelo de liquidação), a mesma continua a ser omissa quanto a um conjunto de elementos essenciais à atuação do CUR no mercado em contínuo, nomeadamente o calendário de sessões, os volumes a adquirir em cada sessão, o preço máximo da contratação, as regras de negociação, os procedimentos a adotar caso não seja possível contratar energia nas sessões previstas, entre outros.

3.2. Fluxos de informação e divulgação da programação

A divulgação pela ERSE do programa anual de compras a prazo do CUR ocorre até 15 de dezembro de t-2, relativamente a aquisições de energia elétrica para o ano t, incluindo informação sobre a repartição dos volumes a adquirir no mercado a prazo, a tipologia (carga base e/ou carga de ponta) e a maturidade (trimestral e/ou anual e/ou mensal) dos produtos a contratar, bem como sobre as datas indicativas para a realização dos leilões. Cada programação anual considera a calendarização de produtos a contratar para dois anos tarifários distintos (anos t+2 e t+1).

Os volumes a divulgar pela ERSE serão calculados com base em informação reportada pelo CUR à ERSE no âmbito das contas previsionais, a enviar até 15 de junho de cada ano, nomeadamente uma previsão das quantidades a adquirir nos dois anos seguintes. Os volumes iniciais divulgados pela ERSE são posteriormente sujeitos a uma revisão no âmbito da programação anual de t-1 que, conforme referido anteriormente, deverá incluir apenas produtos com maturidade trimestral.

No que concerne a metodologia de reconhecimento dos custos de aprovisionamento do CUR no mercado a prazo, o CT gostaria de comentar a incerteza associada à metodologia de cálculo definida no número 4 do artigo 106.º do Regulamento Tarifário, na redação introduzida pelo Regulamento n.º 5/2018:

4 - O preço médio de referência ($Pr^{Ref}_{Prazo,t}$) que consta da expressão (66) é dado por aplicação do mecanismo eficiente de aprovisionamento do CUR do seguinte modo:

$$Pr^{Ref}_{Prazo,t} = \sum_{i}^{n} W_i \times Pr_i^{Ref} \times (1+\gamma) \qquad (67)$$

em que:

W_i Proporção da quantidade de energia elétrica relativa à contratação *i*, adquirida nos termos da aplicação da metodologia constante de regulamentação complementar a publicar pela ERSE, no total da energia elétrica adquirida para fornecimento aos clientes considerada na definição do preço médio de referência para o ano *t*

Pr_i^{Ref} Preço médio da contratação *i* estabelecido nos termos da metodologia constante de regulamentação complementar a publicar pela ERSE até 30 de setembro de t-1, para entregas no ano t

γ Parâmetro que reflete o prémio de risco decorrente da parcela $CEE^{Ref}_{Prazo,t}$ da expressão (66) não ser ajustada

O CT é de opinião que a introdução da modalidade de contratação a prazo não é motivo para se alterar a filosofia de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de CVEE-FC, assente no reconhecimento dos custos e, como tal, na ausência de risco para o CUR.

Assim sendo, o CT propõe a revisão do artigo 106.º do Regulamento Tarifário no sentido de se prever que no cálculo do preço médio de referência ($Pr^{Ref}_{Prazo,t}$) serão apenas tidos em consideração os preços dos leilões realizados até 30 de setembro de t-1. Para a projeção do preço dos leilões a realizar após 30 de setembro de t-1, no exercício tarifário do ano t deverá ser utilizada a mesma metodologia empregue na projeção do custo médio de aquisição no mercado à vista, a qual tem em consideração os preços que se verificam à data no mercado de futuros, corrigidos à posteriori para o valor efetivamente verificado em sede do mecanismo de ajustamento tarifário.

Em concordância, o CT solicita esclarecimento quanto à necessidade de inclusão de um prémio de risco no cálculo do preço médio de referência da energia contratada a prazo até 30 de setembro de t-1 ($Pr^{Ref}_{Prazo,t}$), uma vez que os preços de fecho dos leilões concretizados até essa data já são conhecidos e estando previsto um mecanismo de ajustamento tarifário para os leilões que tiverem lugar após 30 de setembro de t-1, sob pena de introdução de risco na atividade de CVEE-FC do CUR, o que o CT considera desaconselhado.

A clarificação destes pontos é essencial para garantir os princípios de estabilidade e previsibilidade que estiveram na base da criação de um mecanismo de contratação a prazo para o CUR, sob pena de se colocar em causa o atual modelo de regulação por reconhecimento de custos da atividade de CVEE-FC. Neste contexto, é importante assegurar-se a aceitação da totalidade dos custos decorrentes da estratégia de aprovisionamento delineada pela ERSE, o que não decorre da atual proposta.

3.3. Princípios gerais da negociação em leilão prevista no mecanismo

Os leilões para a aquisição de energia a prazo serão operacionalizados na plataforma do OMIP e serão sujeitos a um preço de abertura do leilão (preço de reserva) a definir pela ERSE, tendo em consideração as condições observáveis de preço de mercado para produtos de idêntica maturidade.

A ERSE concede aos comercializadores que atuam no mercado livre a possibilidade de participarem nestes leilões (quer como entidades compradoras, quer como entidades vendedoras), ao preço final determinado no leilão. Ao contrário do CUR, que está sujeito à obrigação de liquidação física da energia contratada, os restantes agentes podem optar pela forma de entrega do produto que considerarem mais adequada. Esta participação é sempre sujeita a um princípio de prioridade dos volumes a adquirir pelo CUR.

Os termos específicos do leilão - incluindo quantidades, tipologia dos contratos, data de realização do leilão e preço de reserva – deverão ser divulgados pela ERSE ao mercado com pelo menos 10 dias úteis de antecedência face à data de realização do leilão e 5 dias de calendário de antecedência face à data do primeiro dia de entrega da energia a contratar. Os resultados finais do leilão deverão ser divulgados até 2 dias úteis após a realização do leilão. Em anexo ao projeto de Diretiva, a ERSE apresenta ainda duas minutas de informação a divulgar pela ERSE ao mercado, contendo os termos prévios à realização dos leilões e os respetivos resultados.

O CT considera positiva a proposta de alargamento da participação nos leilões de compra de energia a outras entidades, reconhecendo a sua contribuição para a dinamização e a criação de liquidez nos leilões e para a gestão do risco de preço dos comercializadores a atuar no mercado livre.

Adicionalmente, o projeto de Diretiva deve prever a possibilidade do CUR desfazer posições longas (volumes previamente contratados em leilão superiores às suas necessidades) no mercado à vista, reconhecendo os respetivos valores nos proveitos permitidos da atividade CVEE-FC.

III

RECOMENDAÇÕES

O CT considera extemporânea a proposta de contratação a prazo, enquanto decorre o atual período regulatório. Esta hipótese poderá ser reequacionada no âmbito da revisão regulamentar do próximo período regulatório.

Ainda assim, o CT considera que, dentro das possibilidades apresentadas, uma estratégia exclusivamente baseada em leilões de compra de energia será mais adequada às restrições de liquidez do mercado de derivados do MIBEL e aos objetivos de estabilidade e previsibilidade do processo tarifário.

Este modelo, para além de já estar devidamente enquadrado no projeto de Diretiva da ERSE, permitirá assegurar a liquidez necessária à estratégia de aprovisionamento do CUR.

Em conformidade, o CT propõe que a ERSE reformule a atual proposta de Diretiva no sentido de eliminar as referências à modalidade de contratação em contínuo.

IV

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as preocupações e recomendações constantes deste parecer deverão ser consideradas e incorporadas na diretiva a aprovar pela ERSE.

Aprovado em 11 de março de 2019.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Parâmetros relativos às condições comerciais de ligação à rede elétrica aplicáveis às instalações de produção e às instalações de consumo em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA ◆ [Consulta Pública n.º 72]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [72]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT a proposta de Diretiva referente a *"Parâmetros relativos às condições comerciais de ligação à rede elétrica aplicáveis às instalações de produção e às instalações de consumo em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA."* cabendo ao CT emitir parecer até 20 de fevereiro de 2019.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO

Em resultado da revisão regulamentar do setor elétrico de 2017 foram concretizadas diversas alterações ao Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico (RRC) em matérias relacionadas com as ligações às redes, em particular no respeitante à dimensão de encargos relativos à comparticipação nas redes.

A Diretiva n.º 18/2012, de 8 de novembro, explicita *"A recente alteração do Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico (RRC), aprovada por deliberação do Conselho de Administração da ERSE de 25 de outubro de 2012, veio estabelecer novas regras ao regime das ligações às redes permitindo simplificar e sistematizar esta regulamentação, nomeadamente através da consolidação da generalidade deste regime no RRC, com exceção de alguns parâmetros cujos valores necessitam de ser atualizados periodicamente, razão pela qual são publicados em normas complementares."*

Assim, a ERSE coloca em consulta a proposta de parâmetros relativos às condições comerciais de ligação à rede elétrica aplicáveis às instalações de produção e às instalações de consumo em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA, no sentido de concluir a regulamentação das referidas matérias.

A presente proposta visa, por um lado, completar a citada diretiva, e por outro, eliminar decisões casuísticas em resultado da sua inexistência.

[72] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril

II

GENERALIDADE

Propostas dos operadores das redes

Nos termos previstos no RRC foram submetidas propostas por parte da EDP Distribuição, na qualidade de operador da Rede Nacional de Distribuição (RND), e por parte da REN, na qualidade de operador da Rede Nacional de Transporte (RNT) dos parâmetros aplicáveis às ligações de instalações de produção e de instalações de consumo em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA.

Os operadores de rede das regiões autónomas dos Açores e da Madeira não apresentaram propostas, salvaguardando-se de todo o modo que, como inscrito no RRC, há lugar à aplicação nas regiões autónomas dos preços que vierem a ser aprovados pela ERSE no contexto do presente exercício de subregulamentação.

1. Proposta da EDP Distribuição

1.1. Comparticipações nas redes de AT e MT

a. A proposta da EDP Distribuição baseou-se no custo de investimento das infraestruturas e na sua capacidade disponível.

b. A EDP Distribuição propôs que é devida comparticipação no nível de tensão da ligação bem como nos níveis de tensão a montante, tendo por base redes de referência assentes em pressupostos considerados.

c. A EDP Distribuição propôs os seguintes valores:

- Em AT, 6,07 €/kVA para consumidores e 5,82 €/kVA para produtores;
- Em MT acima de 2 MVA, 25,18 €/kVA para consumidores e 28,83 €/kVA para produtores.

1.2. Serviços de ligação em AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA

A proposta da EDP Distribuição baseou-se nos encargos com a realização dos estudos necessários para a apresentação das soluções e a fiscalização das obras, diferenciados por nível de tensão: 35 750€ para AT e 5 980€ para MT superior a 2 MVA.

1.3. Estudo relativo à capacidade de receção e às condições técnicas de ligação à rede de instalações de produção

A EDP Distribuição apresentou o valor de 1 100 €, que tem por base o recurso a 20 horas de trabalho a realizar por técnicos especializados.

2. Proposta da REN

2.1. Comparticipações na rede de MAT

1. A proposta da REN teve como princípio base a orientação para a neutralidade dos custos totais para os consumidores (rede e energia) de novas ligações de utilizadores.

2. Como referencial do custo, a proposta da REN considerou o investimento histórico em linhas e subestações por unidade de potência ligada. Do lado do benefício, considerou o valor atualizado líquido dos montantes pagos anualmente pelo utilizador, através da aplicação das tarifas de uso das redes e o eventual benefício que possa impactar no preço de energia da ligação de novos produtores renováveis.

3. A REN concluiu com uma proposta de um nível de referência para consumidores de 203,4 €/kVA e 85,6 €/kVA para produtores. Caso seja ultrapassado o diferencial, este será suportado pelo requisitante.

2.2. Serviços de ligação em MAT

1. A REN propôs que fossem diferenciadas as situações nas quais o operador de rede é responsável pela execução da totalidade dos elementos de ligação à rede daquelas em que o requisitante assume a responsabilidade pela execução de parte do trabalho.
2. Nos casos em que o requisitante é responsável pela execução dos elementos de ligação, a REN propôs um valor fixo para a definição dos materiais a utilizar e um valor fixo por mês para a inspeção da infraestrutura.

2.3. Estudo relativo à capacidade de receção e às condições técnicas de ligação à rede de instalações de produção

Com base no número médio de horas despendido na prestação deste serviço a REN propôs um valor de 5 000€.

III

ESPECIALIDADE

Proposta da ERSE

A ERSE justifica os parâmetros propostos pela adoção da proposta mais equilibrada entre as duas apresentadas e, em particular, em termos de transparência, facilidade de compreensão e aderência ao modelo regulatório vigente, desde logo na sua dimensão tarifária.

A ERSE releva igualmente que: "*No quadro das considerações gerais, importará ter presente que a requisição de ligação por parte de um produtor (ou consumidor) ao respetivo operador da rede à qual se pretende ligar pressupõe que este já obteve a respetiva licença de produção (ou a respetiva certificação aplicável no caso de instalações de consumo), o que só ocorre existindo capacidade de receção (ou de entrega) na rede. Com efeito, apenas nestes casos há lugar ao pagamento de encargos relativos a comparticipação nas redes, sendo excluídos, por exemplo, os casos em que, por inexistência de capacidade de receção da rede, um produtor esteja em "fila de espera hierarquizada", em resultado de um sorteio de atribuição de capacidade para um dado ponto de ligação em que se registou um excesso de pedidos face à capacidade disponível*."

A. Comparticipações nas redes aplicáveis às instalações de produção e às instalações de consumo em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA

1. No que respeita à proposta da EDP Distribuição, a ERSE aceitou:

- O conceito de custo unitário de investimento,
- A aditividade das comparticipações no caso das instalações de consumo,
- O fator de utilização da potência requisitada.

2. Em relação à proposta apresentada pela REN, aceitou:

- O conceito de custo unitário de investimento,
- Apuramento dos benefícios enquanto componente a descontar ao custo de investimento.

3. Assim, a ERSE propõe que o encargo de comparticipação nas redes a suportar pelos requisitantes de ligação de instalações de consumo ou de produção, por nível de tensão, se baseie no valor do custo médio unitário de investimento na rede alvo da requisição, adicionado do custo das redes a montante no caso de instalações de consumo, deduzido dos benefícios estimados associados aos novos utilizadores. O valor obtido é dividido pelo fator de utilização da potência requisitada.

4. Os valores de comparticipação nas redes propostos pela ERSE são os que constam do quadro seguinte, desagregados por nível de tensão e tipo de instalação a ligar à rede:

	Produtores			Consumidores		
	MAT	AT	MT	MAT	AT	MT
Custo de investimento unitário inicial [€/kVA]	98,4	115,1	115,1	98,4	115,1	115,1
Custo de investimento unitário aditivo [€/kVA]	-	-	-	98,4	213,5	328,6
Benefício tarifa uso das redes [€/kVA]	-22,27	-22,27	-22,27	-59,69	-196,53	-313,42
Benefício preço de mercado [€/kVA]	-52,04	-75,20	-75,20	-	-	-
Outros benefícios [%]	20	10	5	20	10	5
Fator de utilização da potência	1,00	1,00	1,00	2,62	1,98	2,28
Comparticipação final [€/kVA]	19,27	15,86	16,75	11,82	7,71	6,32

Fonte: ERSE, tabela 9, documento de enquadramento da Consulta Pública 72.ª, jan/2019

B. Serviços de ligação em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA

1. Encargos de serviços de ligação em MAT

A proposta da ERSE faz depender o valor do encargo com serviços de ligação do preço do orçamento de ligação, diferenciando as situações nas quais o operador de rede é responsável pela execução da totalidade dos elementos de ligação à rede daquelas em que o requisitante assume a responsabilidade pela execução de parte do trabalho.

2. Encargos de serviços de ligação em AT e MT ≥ 2 MVA

Na proposta da ERSE, o valor do encargo com serviços de ligação depende da potência requisitada, da tipologia da ligação (aérea ou subterrânea) e do comprimento dos elementos de ligação.

C. Estudo relativo à capacidade de receção e às condições técnicas de ligação à rede de instalações de produção

1. Na consulta pública realizada no âmbito da última revisão regulamentar do setor elétrico foram apresentadas pelo ORT e pelo ORD propostas de preço regulado para o estudo relativo à capacidade de receção e às condições técnicas de ligação à rede de instalações de produção de 5 000 € e 1 100 €, respetivamente. Nessa mesma consulta pública a ERSE entendeu propor um preço regulado de 2 000 € para os estudos relativos a ligações à rede MAT e 1 100 € para os estudos realizados para a rede de distribuição.

2. Nesta proposta a ERSE considera criar 3 escalões de preço um para ligações em BT, outro para ligações em MT com potência requisitada até 2 MVA e um terceiro escalão para ligações em MT com potência requisitada entre 2 e 3 MVA, que evite a existência de descontinuidades.

D. Recomendações

No seu parecer relativo às alterações regulamentares, em 2017, propostas pela ERSE, nomeadamente no que se refere às alterações relativas ao RRC e neste, à tipificação de novas regras para a ligação de produtores, o CT expressou a sua concordância com as alterações propostas, nomeadamente no que envolvia a definição, para a ligação de produtores de energia, de encargos de comparticipação nas redes e de serviços de ligação.

Assim, o CT recomenda:

1. Que o impacto decorrente da aplicação destes parâmetros nos diferentes agentes do setor e nas tarifas de acesso seja monitorizado e avaliado.

2. Que a ERSE fixe um prazo para a reavaliação dos outros benefícios induzidos por novas ligações, tendo em vista a sua concretização de forma mais apurada e fundamentada.
3. Que para os serviços de ligação para requisições em MT nas Regiões Autónomas sejam salvaguardadas as situações em que haja necessidade de se realizarem estudos complementares com o objetivo de avaliar o impacto que novas infraestruturas de produção poderão ter ao nível da continuidade de serviço e da onda de tensão, caso em que o custo destes estudos deverá ser suportado pelo requisitante.
4. Que a Diretiva a aprovar mencione expressamente no seu articulado que os preços fixados são anualmente atualizados pelo deflator do consumo privado.

V

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as preocupações e recomendações constantes deste parecer deverão ser consideradas e incorporadas pela ERSE.

Aprovado em 20 de fevereiro de 2019.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Regulamentação das Redes Inteligentes de eletricidade ◆ [Consulta Pública n.º 70]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [73]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT a proposta de "*Regulamentação das Redes Inteligentes de eletricidade*" cabendo ao CT emitir parecer até 15 de fevereiro de 2019.

No decurso dos trabalhos foram efetuadas ao CT apresentações do mesmo, respetivamente pela ERSE e pela EDP Distribuição.

No sentido de se inteirar do desenvolvimento da implementação das redes inteligentes, o CT efetuou uma visita às instalações do INOV GRID em 30/janeiro/2019.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO

Nos seus pareceres o CT tem vindo a referir-se à importância das redes inteligentes no contexto da digitalização no setor da energia, da descarbonização da economia e da sociedade e, nesse domínio, da prestação de serviços inovadores centrada nos consumidores.

No parecer sobre a 65.ª Consulta Pública relativa às novas concessões das redes de distribuição de eletricidade em BT, o CT referiu a necessidade de o sistema elétrico se preparar para dar resposta aos desafios atuais e futuros que se centram na integração de mais produção distribuída (autoconsumo com venda à rede elétrica), no armazenamento distribuído, na penetração do veículo elétrico e na participação da procura na gestão dos fluxos de energia na rede, dinamizando novas formas de relacionamento entre os consumidores (e consumidores-produtores) e os demais agentes do sistema, nomeadamente, num futuro não muito longínquo, de inovações tarifárias e das relações diretas entre utilizadores, que poderão ser simultaneamente produtores e consumidores.

Nesta mudança de paradigma as redes integradas e digitalizadas o CT salientou a relevância que assumirão, a recolha de informação, a análise de dados e a conectividade, permitindo a troca massiva de informação entre utilizadores, entre utilizadores e máquinas e entre máquinas e máquinas.

Foi igualmente enfatizado que este processo de digitalização já está presentemente em curso nas redes elétricas nacionais, com a instalação de contadores inteligentes, concentradores de informação ao nível dos PT e sistemas de informação, com investimentos nas seguintes áreas:

1. Sensorização e Monitorização – preparação da rede para permitir a recolha de mais informação e com maior fiabilidade de modo a permitir uma operação mais rápida e inteligente;
2. Automação e Telegestão – automatização e gestão ativa da rede através da instalação de novos componentes e funcionalidades com caraterísticas tecnológicas avançadas;
3. Telecomunicações e Cibersegurança – modernização dos sistemas de telecomunicações e implementação de medidas destinadas a aumentar o nível de cibersegurança;

[73] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

4. Automação do Processamento e Análise de Dados – necessidade de aumentar a capacidade de processamento e análise dos dados recolhidos da rede.

Finalmente, o CT salientou que esta realidade tem conduzido a necessidades crescentes de investimento em novas soluções tecnológicas que permitam efetuar a operação das redes de forma eficiente e com elevados padrões de segurança de abastecimento e de qualidade de serviço, realidade que se deverá acentuar no futuro, reforçando a trajetória da eficiência de custos na operação das redes BT e, assim, libertando recursos para o reforço dos investimentos em redes inteligentes, sem colocar mais pressão sobre as tarifas.

Já no parecer sobre as tarifas e preços para 2019, de 15 de novembro de 2018, o CT voltou a destacar as repetidas referências ao conceito de "rede inteligente" definido pelo *Council of European Energy Regulators* (CEER), sublinhando que a ERSE tem acompanhado a evolução do novo paradigma de redes integradas e digitalizadas, prevendo nos mecanismos regulatórios diversos incentivos aos investimentos em redes inteligentes.

Contudo, no que concerne aos Equipamentos de Medição Inteligentes (EMI), o CT lembrou que estes possibilitam inúmeras operações com benefícios para os consumidores, para os Operadores de Rede de Distribuição BT (ORD BT) e para o sistema elétrico, sugerindo que a ERSE promovesse uma atualização da análise custo-benefício com vista ao *roll out* dos contadores inteligentes previsto na legislação comunitária, estudo que foi atualizado em dezembro de 2018 e disponibilizado com a presente consulta.

Assim, o CT considera oportuna a presente proposta da ERSE, por constituir um importante contributo para o desenvolvimento das redes inteligentes e da prestação de serviços inovadores aos consumidores de energia elétrica.

Esta proposta da ERSE responde, assim, à necessidade urgente de regulamentação:

1. Dos serviços a prestar aos consumidores cuja instalação esteja integrada em redes inteligentes;
2. Dos requisitos aplicáveis à infraestrutura destas redes e do tratamento de dados;
3. Da disponibilização de dados aos consumidores e aos diversos agentes de mercado;

II

GENERALIDADE

A. Redes inteligentes de distribuição de energia elétrica nos contextos europeus e nacional

1. Diretiva do mercado interno de eletricidade

O mercado interno de eletricidade é regulado pela Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para a produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como regras para a proteção dos consumidores, a fim de melhorar e integrar mercados da energia competitivos na UE.

Esta Diretiva define as normas relativas à organização e ao funcionamento do setor da eletricidade e ao acesso aberto ao mercado, bem como os critérios e procedimentos aplicáveis aos concursos, à concessão de autorizações e à exploração das redes, incentivando a modernização das redes de distribuição, por exemplo com a introdução de redes inteligentes, instando a promoção da produção descentralizada e da eficiência energética.

Neste âmbito da "gestão da procura", é reforçada a importância de uma abordagem global, ou integrada, destinada a influenciar a quantidade e os períodos horários do consumo de eletricidade por forma a reduzir o consumo de energia primária e os picos de carga.

Acresce que a Diretiva determina que, a fim de promover a eficiência energética, as entidades reguladoras recomendem que "*as empresas de eletricidade otimizem a utilização da eletricidade, através, por exemplo, da prestação de serviços de gestão de energia, do desenvolvimento de fórmulas tarifárias inovadoras ou da introdução de sistemas de contadores inteligentes ou de redes inteligentes*", estipulando ainda que, "*se a introdução dos contadores inteligentes for avaliada favoravelmente, pelo menos 80% dos consumidores devem ser equipados com sistemas de contadores inteligentes até 2020*".

2. Diretiva da eficiência energética

A Diretiva (UE) 2018/844 do Parlamento e do Conselho, de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/UE do Parlamento e do Conselho, de 19 de maio de 2010, relativa ao desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE do Parlamento e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, transposta pelo Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 maio de 2015, sobre eficiência energética, tem como principal objetivo acelerar a renovação rentável dos edifícios existentes através, por exemplo, da introdução de sistemas de controlo e automatização, introduzindo um indicador de inteligência para avaliar a preparação tecnológica do edifício e incentivando a implementação de infraestruturas necessárias para a mobilidade elétrica.

O indicador de aptidão para tecnologias inteligentes, embora de aplicação facultativa, deverá ser utilizado para medir a capacidade dos edifícios para utilizar tecnologias de informação e comunicação e sistemas eletrónicos com vista a adaptar o funcionamento do edifício às necessidades dos ocupantes e à rede, bem como para melhorar a sua eficiência energética e o seu desempenho global, devendo abranger elementos relativos à melhoria da poupança energética, à avaliação comparativa e à flexibilidade, bem como as funcionalidades e capacidades melhoradas resultantes de dispositivos inteligentes e mais interligados.

A Diretiva estipula que a metodologia para determinação deste indicador deve ter em conta elementos como os sistemas de automatização e controlo dos edifícios, os dispositivos autorregulados para a temperatura interior, os pontos de carregamento para veículos elétricos, o armazenamento de energia e também os contadores inteligentes, referindo-se à importância da interoperabilidade entre esses elementos.

3. Legislação Nacional

No que respeita à legislação nacional, o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, e consagra no seu artigo 78º-A os procedimentos para implementação dos sistemas inteligentes.

A Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, ao abrigo do disposto nos números 4 e 5 do acima mencionado artigo 78.º-A, aprova os requisitos técnicos e funcionais dos contadores inteligentes e as regras relativas à disponibilização de informação e faturação, e ainda determina uma avaliação de custo benefício a realizar de dois em dois anos pela ERSE com base na qual se aprovará a decisão de implementação dos sistemas inteligentes e respetivo calendário de instalação.

4. Avaliação económica da instalação de contadores inteligentes de eletricidade

A atualização do estudo da avaliação económica da instalação de contadores inteligentes de eletricidade, desenvolvido pela ERSE no final de 2018, conforme previsto na Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, comprovou uma melhoria dos indicadores económicos do projeto de investimento desta operação, nomeadamente do VAL, em todos os cenários considerados.

Os cenários com resultados mais favoráveis, atentas todas as possibilidades da cadeia de valor, consideram contadores com funcionalidades standard e um sistema de comunicações de 85% PLC e 15% GPRS, não especificando, no entanto, por exemplo, níveis de detalhe dos "serviços inovadores" a prestar aos consumidores.

Pretende-se que as redes inteligentes potenciem a produção descentralizada e a eficiência energética, operação que não depende apenas da instalação dos contadores inteligentes (hardware), ou de sistemas complementares de comunicação, de tratamento e armazenamento de dados, de gestão e operação da rede, mas também do quadro (tipologia) de serviços inovadores de gestão de energia a prestar aos consumidores que venham a ser definidos.

O estudo elaborado pela ERSE refere, em diversos pontos correlacionados, que "*a quantificação dos benefícios associados à prestação destes serviços encerra ainda uma elevada incerteza que depende em grande medida de desenvolvimentos do mercado*".

B. Exemplos europeus de serviços proporcionados pelas redes inteligentes

Na documentação apresentada pela ERSE no âmbito da presente consulta pública, são apresentados diversos exemplos de países europeus onde a implantação dos contadores em redes inteligentes se encontra em estágios mais avançados. É possível perceber a diversidade de soluções adotadas, tanto ao nível dos requisitos regulatórios como das exigências técnicas, conforme descrito no Anexo I a este parecer, que faz parte integrante do mesmo.

C. Redes inteligentes em Portugal

O CT reconhece que as redes inteligentes constituem um pilar incontornável na transformação em curso no setor elétrico.

Com base nos dados fornecidos pela ERSE, o CT constata que:

- A EDP Distribuição, ORD BT a quem estão concessionadas as 278 redes de distribuição em baixa tensão propriedade dos municípios (excetuam-se as redes de baixa tensão das 8 cooperativas, uma Casa do Povo e uma Junta de Freguesia) tem vindo a investir significativamente em redes inteligentes desde 2007 e de forma mais acentuada a partir de 2015. Em resultado desse investimento, encontram-se atualmente instalados quase 1,9 milhões de Equipamentos de Medição Inteligente (EMI), abrangendo aproximadamente 32% dos consumidores em Portugal.
- Os 10 ORD exclusivamente em BT instalaram já cerca de 50% do total de 30000 equipamentos que lhes pertencem.
- A EDA e a EEM têm em curso projetos piloto.

D. Consulta prévia aos ORD BT

1. Benefícios esperados pelos operadores das redes

Da análise que o CT tem efetuado sobre este tema e os seus desenvolvimentos ao longo dos anos, pode inferir-se:

a. Que os ORD BT entendem que o desenvolvimento das redes inteligentes apresenta enormes benefícios para o Sistema Elétrico Nacional (SEN) e para os seus intervenientes, especialmente para os consumidores, já que permitirão:

- A execução remota de operações e a maior capacidade de deteção e prevenção de fraudes, o que determinará uma redução dos custos do sistema.
- A recolha e disponibilização de informação de consumo com maior granularidade, o que facilita a gestão de consumos e suporta novos serviços de eficiência energética, novas ofertas comerciais e, eventualmente, o acesso do consumidor à participação em serviços de gestão do sistema.
- A melhoria das condições de monitorização e gestão da rede o que irá permitir a melhoria da qualidade de serviço, com a redução dos tempos de interrupção do fornecimento e a melhoria da qualidade de energia fornecida.

b. Que os ORD BT consideram que os principais benefícios das redes inteligentes revertem para os consumidores e não para os próprios ORD BT. De facto, alguns dos benefícios das redes inteligentes, como a maior eficiência no consumo ou a rapidez de execução de pedidos do mercado não são apropriáveis pelo ORD BT, e os benefícios provenientes da maior eficiência operacional do ORD BT acabarão por ser apropriados pelos consumidores, através da aplicação de metas de eficiência aos custos do ORD BT.

Apropriação dos principais benefícios das redes inteligentes

	Principais benefícios das redes inteligentes	Apropriação: ORD	Apropriação: Consumidores/ SEN
Eficiência operacional	**Recolha remota de leituras** e informação de consumos	x	x
	Execução remota de operações cujo custo é suportado pelo ORD	x	x
	Execução remota de operações pagas pelo cliente (e.g. cortes e religações)		x
	Deteção e prevenção de fraudes	x	x
Integração recursos distribuídos	Redução **perdas técnicas de energia** (balanço energético e planeamento de rede)	x	x
	Melhor conhecimento da **topologia** da **rede BT** (vários impactos)	x	x
	Maior capacidade de integração de **produção distribuída e veículos elétricos**		x
Novos serviços e eficiência energética	Maior **eficiência no consumo** devido à informação granular e mais frequente		x
	Possibilidade de **serviços de gestão da procura** em clientes BT		x
	Maior **rapidez de resposta aos pedidos dos clientes/mercado** (e.g. switching)		x
Qualidade de Serviço	Redução do **tempo de permanência de consumidores em casa** para execução de operações		x
	Deteção e prevenção de **sub/sobretensões e sobrecargas** (otimização do investimento)		x
	Redução do **tempo de interrupção** (deteção e localização mais rápidas de avarias)	x	x
	Prevenção e melhoria na **resposta a reclamações comerciais e técnicas**	x	x

Fonte: EDP Distribuição

Quadro de alocação de custos e benefícios

Item de custo-benefício	Subitem de custo-benefício	Consumidores	Outros agentes
Custos e investimentos em contadores	Aquisição de contadores inteligentes	-	ORD: Custo
	Instalação de contadores inteligentes	-	ORD: Custo
	Aquisição evitada de contadores convencionais	-	ORD: Benefício
Investimento em infraestrutura de comunicações	Custo do GPRS – modem	-	ORD: Custo
	Custo com taxas de subscrição	-	ORD: Custo
Investimento em sistemas de informação	Custos operacionais para o operador de medição	-	ORD: Custo
	Investimento em novos sistemas de informação para o operador de medição	-	ORD: Custo
Redução do consumo de eletricidade	Redução na fatura de eletricidade devida à redução do consumo	Benefício	Todos: Custo
Redução nos custos de leitura		-	ORD: Benefício
Redução dos custos com comunicação de leituras e reclamações		Benefício	ORD: Benefício
Redução das perdas comerciais		-	ORD e ORT: Benefício
Custos com faturação		-	Comercializadores: Custo
Transferência de consumo de ponta para vazio		Benefício	Produtores: Custo
Redução dos custos com operações locais		-	ORD: Benefício
Redução das perdas técnicas		-	ORD: Benefício
Custos afundados		-	ORD: Custo
Fundos de apoio		Benefício	-

Fonte: ERSE

2. Custos esperados pelos operadores das redes

As redes inteligentes têm por base uma arquitetura complexa, que integra inúmeros componentes entre o ponto de entrega e os sistemas de coordenação e controlo do ORD BT. O EMI terá capacidade de transmissão de informação, controlo de potência e interface com o consumidor e, a montante, existirão equipamentos de supervisão ao nível dos postos de transformação e uma infraestrutura de telecomunicações com capacidade de transmissão de elevados volumes de dados.

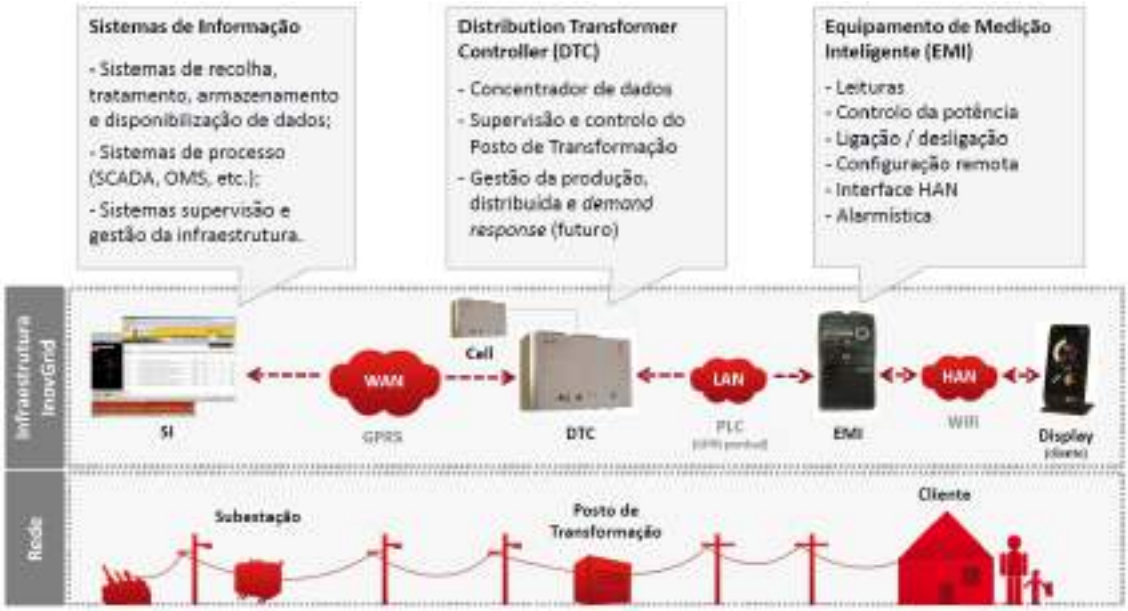
Os sistemas de informação deverão ter capacidade de receber, processar e atuar sobre toda a informação técnica e comercial recolhida, mantendo um histórico longo de informação e preservando as condições de segurança das redes e a privacidade dos dados dos consumidores.

Dada a sua dimensão no todo nacional, o CT entendeu observar em particular a arquitetura de redes implementada na EDP Distribuição.

A arquitetura de redes inteligentes implementada na EDP Distribuição (InovGrid), tem 4 componentes principais:

- O EMI, principal interface com o consumidor, dotado da possibilidade de disponibilizar localmente serviços de redes inteligentes através da porta HAN.
- O *Distribution Transformer Controller* (DTC) que permite a gestão da recolha de informação dos EMI e a supervisão e controlo dos Postos de Transformação.
- As redes de telecomunicações, que asseguram a conectividade de toda a infraestrutura, garantido a comunicação com os sistemas de informação e a disponibilidade dos serviços de redes inteligentes.
- Os sistemas informáticos para gestão de dados e disponibilização de serviços *on-line*.

Arquitetura simplificada das redes inteligentes na EDP Distribuição



Fonte: EDP Distribuição

A implementação das redes inteligentes exigirá investimentos de vulto nos EMI, nas infraestruturas de comunicação e nos sistemas, impactando nos custos de todos os agentes do mercado, como conclui a ERSE no estudo previsto na Portaria nº 231/2013, de 22 de julho, atualizado em 2018.

Fonte: Elaboração ERSE com base em modelo analítico KEMA

Conclui-se do estudo da ERSE que a relação custo benefício é positiva, pelo que o mesmo suporta um lançamento da campanha de *rollout* de EMI e a sua integração nas redes inteligentes, mediante regulamentação.

E. Melhorias na gestão da rede proporcionadas pelas redes inteligentes

1. Requisitos regulamentares

Têm sido notórias as melhorias introduzidas na regulamentação do setor elétrico, especificamente nos requisitos dos serviços prestados aos consumidores, seja pela via da evolução tecnológica dos equipamentos de medição, seja pela maior oferta de opções de recolha e disponibilização de dados de consumo, concretamente:

- Os sistemas de telecontagem abrangem, atualmente, de forma obrigatória, as instalações em MAT, AT, MT, BTE e, ainda, os pontos de entrega da iluminação pública e a energia entrada nos PTD, permitindo a recolha remota dos dados de consumo diários, num elevado número de instalações que representam um significativo volume do consumo global de energia elétrica;
- Os consumidores em BTN dispõem atualmente de mais opções tarifárias que permitem um melhor ajustamento às necessidades de consumo, situação que também motivou uma atualização de equipamentos, nomeadamente por via da instalação de contadores inteligentes em casos particulares;
- As instalações de BTN integradas em sistemas de telecontagem já dispõem de leituras reais recolhidas mensalmente.

A proposta de regulamentação apresentada pela ERSE reconhecendo ser fundamentais que se definam, (e regulamentem devidamente), os serviços prestados pelos ORD BT, e pelas redes inteligentes, constitui uma continuidade da evolução que se tem verificado e permitirá ir ao encontro do disposto na legislação europeia e nacional.

2. Desenvolvimento das redes inteligentes

Na proposta de regulamentação apresentada pela ERSE, é referida a exigência pelo gradualismo na concretização das redes inteligentes, quer devido ao tempo necessário para implementar e desenvolver os

sistemas dos operadores, quer para testar as melhores soluções numa área em que o espaço para aprendizagem é significativo. Importa também observar os custos gerados pelos novos serviços e a correspondente internalização nos modelos de regulação.

Inclusive a proposta considera que este primeiro enquadramento regulatório dos serviços das redes inteligentes deve ser visto como transitório e preparatório de um quadro mais consolidado das regras, possível após a experiência deste primeiro quadro regulamentar e assim propõe-se fazer a reavaliação no lançamento do próximo período de regulação que se inicia em 2021.

Nestes termos, as regras da proposta definem um quadro supletivo em relação aos atuais regulamentos e subregulamentação, que deve ser observado sempre que as instalações passem a estar integradas numa rede inteligente. A maioria dos consumidores ainda não está nesta circunstância e por isso, continua plenamente abrangida pelas regras atualmente em vigor.

Sem embargo da importância desta proposta, que representa aliás, um novo paradigma de serviços no setor, importa vincar o nível de exigência e complexidade acrescidas face ao regime atualmente em vigor, impactando nas infraestruturas e nos sistemas do ORD BT e dos comercializadores, bem como nos seus recursos humanos.

Como refere a proposta, importa criar uma conjuntura favorável ao desenvolvimento e perceção dos benefícios das redes inteligentes pelos consumidores, mas de forma prudente e eficaz visando um desenvolvimento harmonioso das regras com o envolvimento de todos os interessados.

III

ESPECIALIDADE

A. Serviços a prestar pelos operadores de rede e por outras entidades

O CT constata que, presentemente, a solução implementada nas redes elétricas nacionais beneficia cerca de 1.5M de consumidores com EMI considerados os diversos serviços prestados através destes equipamentos.

Importa encontrar um enquadramento regulatório favorável à plena integração de todos os clientes nas redes inteligentes, bem como à continuação dos investimentos em curso, incentivando o desenvolvimento de novos e melhores serviços de redes inteligentes, nos termos da legislação europeia e das melhores práticas em vigor.

A especificação de uma solução de redes inteligentes alinhada com os principais *standards* internacionais capazes de garantir: a sustentabilidade do aprovisionamento; a resposta às exigências e especificidades das redes de distribuição e de todos os processos subsequentes, até ao seu fornecimento e instalação, apresenta ciclos morosos que podem demorar vários anos.

Com o objetivo de disponibilizar novos serviços de informação ao consumidor e garantir a escalabilidade e robustez da infraestrutura de suporte às redes inteligentes, capaz de vir a servir, nas condições especificadas na proposta de regulamento em consulta pública, serão necessários investimentos nas plataformas de disponibilização de informação, de recolha, armazenamento, processamento e tratamento de dados e na atualização tecnológica através de sistemas *cloud* e segurança de dados.

A proposta de regulamento integra algumas medidas no sentido de otimizar custos e evitar ineficiências para o sistema elétrico, nomeadamente a obrigatoriedade de prestação de informação aos clientes sobre a instalação de EMI, as regras a seguir pelo ORD BT na integração de duplos equipamentos de medição, e a redução de periodicidade de recolha de leituras presenciais nos equipamentos de medição convencional.

Considerando:

- Que no território continental tem sido privilegiada pela EDP Distribuição a lógica de varrimento geográfico, com a necessária notificação, em tempo útil, aos clientes, sobre a intenção de instalação de EMI que menciona a possibilidade de o cliente agendar a instalação para o caso de a querer acompanhar, sugestão que é seguida por cerca de 20% dos clientes,
- Que o requisito de comunicação prévia da data e hora previstas para a instalação de EMI implicará a generalização a todas as instalações de uma lógica de agendamento que acarretará custos e atrasos face à atual prática de varrimento geográfico,

O CT admite que possa não haver justificação para alteração da prática atualmente seguida.

B. Propostas de regulamentação dos serviços das redes inteligentes

1. Plano de comunicação dos ORD BT relativo à integração de instalações em redes inteligentes

A ERSE apresenta um conjunto de obrigações de prestação de informação aos clientes, fundamentada na necessidade de assegurar que os clientes conhecem as potencialidades dos sistemas inteligentes. Por outro lado, é referido que esta obrigação decorre também das regras do 4º Pacote: *Energias Limpas para todos os Europeus*, que estabelece uma obrigação de prestação de informação adequada aos clientes finais aquando da instalação de contadores inteligentes.

O CT considera ajustadas as regras de comunicação dos ORD BT sobre a disponibilização dos serviços das redes inteligentes previstas no artigo 9.º da proposta.

No entanto, recomenda que no que respeita às alíneas a) e b) do número 3, por se tratar de informações necessárias aquando da instalação de um contador inteligente, estas devem ser prestadas no momento da instalação deste equipamento, e não apenas após a integração na rede inteligente. Assim, recomenda-se que esta regra distinga os deveres de informação a prestar aquando da instalação do novo equipamento e a informação a prestar aquando da integração na rede inteligente.

Por outro lado, reconhecendo-se o direito do cliente a verificar a leitura do contador substituído no momento da instalação de um contador inteligente, o CT considera que se deveria inclui também um dever de informar o cliente relativamente à leitura registada no momento de substituição do equipamento, de acordo com as normas em vigor. Esta informação deverá continuar a ser prestada pelo ORD BT num documento escrito a facultar ao cliente.

2. Leitura do contador

2.1. Periodicidade de Leitura e Periodicidade de Faturação

A leitura remota é uma das funcionalidades dos contadores inteligentes que mais vantagens disponibiliza aos consumidores, bem como aos outros agentes do SEN. A faturação por estimativas de consumo é uma realidade que comporta incertezas para os consumidores, uma vez que o consumo cobrado ao não corresponder ao efetivamente realizado irá certamente refletir acertos de faturação no futuro.

Assim, para as instalações integradas em redes inteligentes, a ERSE propõe as seguintes medidas:

a. direito dos clientes a que o período de faturação coincida com o período entre leituras de ciclo;

b. dever do comercializador de sincronização dos períodos de faturação com os períodos entre leituras de ciclo;

c. dever dos ORD BT assegurarem que o intervalo entre duas leituras reais não seja superior a 1 mês.

O CT considera que as medidas acima explanadas são apropriadas, no entanto, entende que deve ser clarificado que o dever de sincronização entre ciclos de leituras e períodos de faturação é aplicável independentemente da periodicidade de faturação acordada entre o comercializador e os seus clientes.

O CT considera que a redação proposta nos números 1 e 5 do artigo 12º parece afastar a obrigação de sincronização se for contratada uma faturação com periodicidade diferente da mensal, como é o caso da faturação bimestral ou anual.

A ERSE propõe ainda, no que respeita às instalações não integradas em redes inteligentes, que seja reduzido o intervalo entre leituras de 3 em 3 meses para de 2 em 2 meses. Esta alteração é justificada pela diminuição do número de contadores sem acesso remoto, e pela harmonização de regras entre este setor e o setor de gás natural, já que neste último o intervalo máximo entre leituras é atualmente de 2 meses. Ressalva-se que esta proposta apenas entrará em vigor a partir de 1 de janeiro de 2021.

A proposta em apreço suscita dúvidas ao CT sobre a sua oportunidade. Tratando-se de uma regra a aplicar no próximo período regulatório, o CT considera que uma eventual alteração da periodicidade de leitura estabelecida na regulamentação em vigor deverá ser ponderada no âmbito da revisão regulamentar que ocorrerá em 2020 associada ao novo período de regulação, tendo em consideração a experiência e informação entretanto obtidas com a aplicação do novo regulamento sobre redes inteligentes.

2.2. Leitura na mudança de comercializador

No artigo 15.º da proposta em apreço é estabelecido que os ORD BT procedam à realização de uma leitura remota na mudança de comercializador das instalações integradas nas redes inteligentes.

O CT considera pertinente o estabelecimento desta obrigação, no entanto, recomenda que se estabeleça também um dever dos comercializadores de emitirem a fatura final de acerto sincronizada com a leitura remotamente obtida na data de mudança de comercializador, e o mesmo se deverá aplicar ao novo comercializador no que respeita à primeira fatura emitida.

3. Potência contratada

3.1. Alterações contratuais da potência contratada

A alteração da potência contratada de forma remota é uma funcionalidade importante das redes inteligentes, que a ERSE consagra no artigo 23º da proposta, pelo que o CT recomenda que seja estabelecido um prazo para a sua efetivação.

Relativamente à preocupação demonstrada pela ERSE no que respeita a um eventual aumento das solicitações de alteração de potência contratada, por se tratar de um serviço disponível com maior facilidade, o CT concorda que num primeiro momento deverá ser monitorizada a evolução dos pedidos deste serviço.

Também é facilmente entendível que alterações frequentes de potência contratada podem conduzir à necessidade de uma reconfiguração dos termos em que essa componente é faturada aos consumidores. O CT sugere que a ERSE aprofunde preventivamente esta temática.

3.2. Religação automática após atuação do interruptor de controlo de potência

O artigo 33º propõe que as instalações integradas nas redes inteligentes possam ser configuradas para a religação automática do interruptor de controlo de potência (ICP).

De acordo com o referido pela ERSE no documento de Enquadramento, esta funcionalidade comporta vantagens para os clientes, uma vez que permite a religação sem necessidade de interação com o contador e minimiza os tempos de interrupção.

Tendo em conta os aspetos técnicos envolvidos, bem como a segurança de pessoas e bens, o CT recomenda a audição prévia da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG).

3.3. Alteração temporária da potência contratada

3.3.1. Interrupção por facto imputável ao cliente

No que respeita às situações de interrupção de fornecimento por facto imputável ao cliente, previstas no artigo 75º do RRC, quando esteja associado um tempo de pré-aviso, e com o acordo explícito do

consumidor, propõe a ERSE no artigo 31º que seja concedido um período adicional de 10 dias em que a potência contratada é reduzida para 1,15 kVA.

Relativamente às situações em que a interrupção do fornecimento é solicitada pelo comercializador, a ERSE propõe que o comercializador tenha a prerrogativa de conceder ou não este período adicional, incluindo este pedido na comunicação que remete ao ORD BT.

Em alternativa à redação proposta, o CT considera mais adequado que a ERSE defina as situações em que o comercializador poderá obstar a que este prazo adicional seja concedido.

3.3.2. Operação da rede

A integração dos consumidores nas redes inteligentes, nos termos da presente proposta, permitirá a redução temporária da potência contratada dos clientes em situação de contingência para fornecimento de serviços mínimos de energia elétrica, evitando a necessidade de corte de um maior número de clientes.

Este novo serviço permite que os ORD BT possam recorrer à alteração temporária da potência contratada, em alternativa à interrupção do fornecimento, por razões técnicas de operação da rede: interrupção programada, contingência ou reposição.

A ERSE propõe ainda que estes serviços sejam enquadrados em projetos-piloto, da iniciativa dos ORD BT.

O CT recomenda que estas alterações sejam registadas, monitorizadas e analisadas, cabendo à ERSE avaliar se passará a figurar como um novo indicador de qualidade de serviço. O recurso a um número excessivo de alterações temporárias de potência contratada pode revelar situações que carecem de outras intervenções, mais estruturais, ao nível da rede de distribuição.

Por último, o CT sugere que no âmbito destes projetos seja sempre contemplado um dever de informação prévia aos consumidores, quando as circunstâncias da intervenção o permitirem, que os alerte para a necessidade de redução temporária da potência contratada.

3.3.3. Controlo da potência contratada em instalações trifásicas

O CT entende que deve ser reavaliada, com a necessária participação da DGEG, a proposta para a alteração do controlo de potência em instalações trifásicas, que se propõe passar da limitação por fase para uma limitação com base no valor total de potência contratada apenas numa fase, o que pode levar a uma excessiva concentração da potência solicitada numa ou duas das fases, já que poderão existir instalações particulares que não se encontrem dimensionadas para uma utilização com este tipo de desequilíbrio, o que pode comprometer a segurança de pessoas e bens.

4. Serviços realizados remotamente nas instalações dos clientes

4.1. Ativação e desativação do fornecimento

A ativação ou desativação remota deve, sempre que não estejam em causa razões de segurança que impliquem uma atuação imediata, ser previamente acordadas com o consumidor.

O CT concorda com as condições propostas pela ERSE no Art.º 26º.

4.2. Assistência técnica

Com a integração em redes inteligentes, a assistência técnica ao consumidor exige que a mesma decorra com atitude cada vez mais colaborativa, observada a maior visibilidade que a mesma enquadra.

Perante esse maior conhecimento, o CT recomenda que a ERSE possa ponderar se o conceito de assistência técnica, para além das falhas de fornecimento, possa vir a integrar serviços noutros domínios, como sejam: o fornecimento com tensão fora das condições técnica regulamentares ou o desajuste noutros parâmetros.

O CT concorda com a proposta da ERSE *"Que, nas situações de assistência técnica em que não seja necessária a deslocação ao local e já seja conhecida a causa da falta de fornecimento, o ORD BT deva*

informar o cliente sobre as razões para a avaria reportada e, nos casos em que a avaria seja na sua rede, adiantar uma estimativa para a reposição do fornecimento".

Nos casos em que se verifique alimentação na entrada do contador nas condições regulamentares e, portanto, a causa se deva a problema existente na instalação do cliente, o ORD BT deve informar o cliente desse facto, seguindo a prática atual.

4.3. Interrupção e restabelecimento do fornecimento por facto imputável ao cliente

O fornecimento de energia elétrica pode ser interrompido pelo ORD por facto imputável ao cliente nas situações indicadas no artigo 75º do RRC, sendo necessário na maioria dos casos o envio de um pré-aviso face à data em que o serviço será interrompido. O pré-aviso de interrupção está também consagrado na Lei dos Serviços Públicos Essenciais – Lei n. º23/96, de 26 de julho, na sua redação atual - que também estabelece que o pré-aviso, para além de justificar o motivo da suspensão, deve informar o utente dos meios que tem ao seu dispor para evitar a suspensão do serviço e, bem assim, para a retoma do mesmo.

A integração de EMI nas redes inteligentes permitirá que estes serviços possam ser executados de forma remota o que comporta vantagens importantes para consumidores, uma vez que estes serviços passam a ser prestados num curto espaço de tempo. No que respeita à prestação destes serviços o CT concorda com o proposto pela ERSE no artigo 29º.

4.4. Visita combinada

O CT entende que o artigo 30.º (bem como a respetiva epígrafe), que prevê os prazos para execução de serviços por ação remota, por razões de coerência e clareza na aplicação das regras, deve ser reformulado por forma a referir-se apenas às ações remotas, uma vez que as visitas combinadas estão reguladas no RQS.

Na referida reformulação, deve ainda ser evidenciado e clarificado o facto de que a visita combinada só deva ser agendada quando for inviável a operação remota.

Considera o CT apropriada a compensação proposta pela ERSE aos consumidores com instalações integradas nas redes inteligentes.

5. Alertas de consumo de energia elétrica

A ERSE, propõe no Artigo 20º da proposta de regulamento, que: *"1 - Os ORD BT devem disponibilizar diretamente nos equipamentos de medição e através de uma plataforma eletrónica os seguintes alertas de consumo de energia elétrica, individualizados:*

a) *Comparação do consumo mensal com o do mês homólogo do ano anterior.*

b) *Comparação do consumo mensal com o do mês anterior. 2 - A disponibilização referida no número anterior deve ter periodicidade mensal"*

O CT sugere que a ERSE proceda a uma análise de custo e benefício desta funcionalidade que permita otimizar a organização dos alertas a disponibilizar aos consumidores.

6. Duplo equipamento de medição

O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD) prevê a possibilidade de o cliente instalar um segundo equipamento de medição, a seu encargo, obedecendo a caraterísticas idênticas ou superiores às do equipamento instalado pelo ORD BT.

O CT concorda com o ponto de vista dos ORD BT que os duplos equipamentos de medição instalados pelos clientes devam seguir as especificações dos equipamentos de medição do ORD BT ou, em alternativa, que a sua integração nos sistemas do ORD BT não seja obrigatória.

O CT admite que possa não haver justificação para alteração da prática atualmente seguida.

7. Iluminação pública

A iluminação pública (IP) apresenta, tal como reconhece a ERSE no documento de enquadramento à presente consulta pública, particularidades que a distinguem das restantes instalações de consumo em BTN e BTE, motivando tal facto um enquadramento regulamentar específico em algumas matérias.

Na proposta de regulamento relativo aos serviços a prestar no âmbito das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica, mais concretamente no seu artigo 17.º, n.º 2, a ERSE propõe uma periodicidade mensal para a leitura de ciclo das instalações de IP integradas nas redes inteligentes de distribuição de energia elétrica, à semelhança do que é proposto, no mesmo regulamento, para as instalações de consumo em BTN.

Atualmente todos os circuitos de IP já têm instalados contadores em telecontagem, permitindo, desta forma, quer a leitura quer algum controlo remotos, sendo residual o número de contadores ditos convencionais. Tal é evidenciado pela ERSE no documento de enquadramento, inclusive como serviços já hoje disponibilizados pelos ORD BT.

O paradigma da gestão das instalações de IP, tal como hoje se conhece, vai necessariamente ser alterado, implicando uma superior relevância da informação disponível para o gestor, quer em termos quantitativos quer qualitativos.

O conhecimento aprofundado, nas suas principais caraterísticas, e com a maior frequência possível do consumo, revela-se como fundamental para que o gestor de uma estrutura de IP possa, a dado momento, tomar as decisões mais acertadas sobre a infraestrutura que gere.

Infraestrutura que, forçosamente, terá sempre de ser analisada, nas suas necessidades, de forma consolidada no âmbito de uma determinada região, apresentando, entre outras, as seguintes caraterísticas:

- Está dispersa fisicamente, sendo crucial uma gestão centralizada;
- Tem um elevado número de elementos, nomeadamente, entre outros, de contadores;
- O acesso aos elementos não é, em muitos casos, conseguido de forma linear (p.ex., o acesso aos contadores dos circuitos de IP);
- Tem um consumo elevado para um perfil de consumo com alguma previsibilidade, mas sazonal em termos mensais;
- Tem uma elevada criticidade em termos de segurança e bem-estar para pessoas e bens.
- É sensível a perdas comerciais e técnicas, com impactos elevados no consumo, exigindo uma célere atuação;
- Tem um campo potencialmente elevado e contínuo de atuação no âmbito da eficiência energética;
- Exige um planeamento de médio e longo prazo.

Face ao exposto, entende o CT que a periodicidade de leitura de ciclo das instalações de IP integradas nas redes inteligentes de distribuição de energia elétrica deverá ser diária, igualando-se, desta forma, o que acontece para as instalações de consumo em BTE, recomendando em conformidade à ERSE a alteração do n.º 2 do artigo 17.º da proposta de regulamento.

O CT entende que o proposto no n.º 3 do Art.º 17, relativamente à recolha de diagramas de carga de energia reativa, só se deve aplicar aos circuitos de IP em BTE. No demais aplicável à IP, o CT expressa a sua concordância com o proposto pela ERSE.

8. Autoconsumo e pequena produção em BT

O CT concorda com a proposta da ERSE relativa ao autoconsumo.

9. Novos preços regulados

A ERSE enumera dois serviços: alteração temporária da potência contratada de forma remota e operações de desselagem e de resselagem pelos ORD BT para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição.

Transitoriamente terão custo nulo. O CT concorda com esta proposta.

10. Recolha e disponibilização de dados

Tendo em conta que os serviços das redes inteligentes serão regulados, o CT considera que o acesso aos dados deve ser gratuito e não discriminatório, considerando ainda que os formatos dos dados e os procedimentos devem ser transparentes e uniformes bem como ser aprovados e publicados, quer para salvaguarda dos interesses dos consumidores, quer dos comercializadores.

No que diz respeito à disponibilização dos dados de consumo individuais, tendo em conta que estes são propriedade do consumidor, o CT alerta para a necessidade de se assegurar que a sua disponibilização, em especial a entidades terceiras, cumprirá de forma rigorosa o disposto no Regulamento Geral da Proteção de Dados *(RGPD – Regulamento (EU)2016/679, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Abril de 2016, relativo à proteção das pessoas singulares no que diz respeito ao tratamento de dados pessoais e à livre circulação desses dados),* em vigor desde 25 de Maio de 2018.

11. Realização de estudos sobre as redes de distribuição em BT

A ERSE destaca a contribuição que as redes inteligentes terão no futuro para monitorizar os trânsitos de energia reativa nas redes de BT, sugerindo que os ORD BT recolham pontualmente registos de energia reativa de uma amostra representativa de instalações integradas nas redes inteligentes.

O número 2 do artigo 44.º do articulado determina que os ORD BT devem analisar a informação recolhida para elaborar um relatório sobre a caracterização das redes em termos de energia reativa, a enviar à ERSE até 30 de junho de cada ano.

O CT considera que esta proposta contribui para o reforço do conhecimento sobre a utilização das redes de distribuição e fornece informação útil para o planeamento de futuros investimentos.

Contudo, solicita o CT que:

- A ERSE defina com detalhe o nível de desagregação da informação pretendida, bem como os tópicos e indicadores a utilizar para caracterizar a energia reativa.
- A ERSE clarifique o conceito de amostra representativa, especificando uma percentagem das instalações ligadas para recolha de informação, e o conceito de recolha pontual dos dados, bem como a periodicidade com que esta deverá ocorrer.

12. Informação sobre os serviços das redes inteligentes e a utilização dos equipamentos de medição

A ERSE propõe o reforço dos deveres de informação previstos nos artigos 44.º e 45.º do RQS e aplicáveis aos comercializadores e aos ORD BT, prevendo-se a prestação nas suas páginas de internet de informação atualizada sobre a utilização de equipamentos de medição integrados nas redes inteligentes e sobre os serviços que lhes estão associados.

O CT considera que a ERSE deveria caracterizar com detalhe as matérias e indicadores a reportar pelos agentes relativamente a estes temas.

13. Reporte de informação sobre o desempenho dos serviços da rede

13.1 Prestação de informação no contexto do GMLDD

Atualmente, a mecânica de reporte principal relativamente à temática da medição, da leitura e da disponibilização de dados é a estabelecida no GMLDD, assente no cálculo de indicadores de atividade, reportados à ERSE, pelos operadores das redes, em base semestral.

No entanto, estes mecanismos de reporte de informação à ERSE previstos na regulamentação do setor elétrico em vigor, não explicitam a dimensão das redes inteligentes, razão pela qual, a proposta em apreço, no seu Art.º 44.º, estende o conjunto de indicadores, prevista no GMLDD atualmente em vigor, de forma a complementar a atividade desenvolvida pelos ORD BT na esfera das redes inteligentes.

Considerando que a disponibilização desta informação é determinante para se aferir da qualidade dos serviços prestados, o CT regista positivamente a proposta apresentada pela ERSE.

13.2 Prestação de informação no contexto do RQS

A proposta de Regulamento relativo aos serviços a prestar no âmbito das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica, estabelece no âmbito da qualidade de serviço, as seguintes áreas de intervenção:

1. Indicadores de qualidade de serviço - Avaliação do desempenho na frequência da leitura remota de equipamentos de medição

Os ORD BT devem medir o seu desempenho em relação à frequência da leitura remota de equipamentos de medição através de um indicador geral relativo ao intervalo de tempo entre leituras de ciclo remotas consecutivas.

O indicador geral é calculado através do quociente entre o número de leituras de ciclo remotas com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 32 dias e o número total de leituras de ciclo remotas.

Para efeitos de cálculo do valor anual do indicador geral referido no número anterior, todas as leituras de ciclo remotas realizadas nesse período anual são consideradas, independentemente de a leitura anterior ter ou não ocorrido nesse período.

2. Prestação de informação relativa à qualidade de serviço

Quanto à prestação de informação relativa à qualidade de serviço, prevê-se que os ORD BT, devem enviar trimestralmente à ERSE, até 60 dias após o final de cada trimestre:

a. A informação necessária para calcular o indicador previsto no Art.º 42.º., designadamente, o desempenho em relação à frequência da leitura remota de equipamentos de medição através de um indicador geral relativo ao intervalo de tempo entre leituras de ciclo remotas consecutivas.

b. A informação associada às obrigações individuais[74] previstas nos Artigo 26.º a Artigo 30.º.

c. A informação sobre qualidade de serviço técnica recolhida em cada ponto de entrega, designadamente sobre interrupções (número e duração) e sobre o tempo fora dos limites regulamentares estabelecidos para o valor eficaz da tensão.

d. Os ORD BT e os comercializadores devem incluir nos seus relatórios da qualidade de serviço:

- Os valores anuais dos indicadores previstos no regulamento que lhes sejam aplicáveis.
- O número e o montante anual, por tema, de compensações pagas por incumprimento de obrigações individuais previstas no regulamento que lhes sejam aplicáveis.

[74] Artigo 26.º Ativação e desativação do fornecimento, Artigo 27.º Assistência técnica, Artigo 28.º Serviço de acesso à porta série de comunicação do equipamento de medição, Artigo 29.º Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, Artigo 30.º Visita combinada.

O CT considera relevante a prestação de informação por parte dos ORD BT, que permita aferir a qualidade de serviço prestada e concorda com a afirmação da ERSE de que *as propostas apresentadas inscrevem, em certas matérias, um nível de exigência e complexidade acrescidas face ao regime atualmente em vigor, impactando nas infraestruturas e nos sistemas do ORD e dos comercializadores, bem como nos seus recursos humanos, sendo objetivo da proposta criar uma conjuntura favorável ao desenvolvimento e perceção dos benefícios das redes inteligentes pelos consumidores, mas de forma prudente e eficaz visando um desenvolvimento harmonioso das regras com o envolvimento de todos os interessados.*

C. Prazos de implementação das propostas regulamentares

Sem estarem previamente definidas as especificações técnicas e assegurado o bom funcionamento dos sistemas de comunicação, recolha, tratamento e disponibilização de dados, será pernicioso para o sistema e para os operadores, a sua entrada em vigor. O risco de criar uma perceção inicial negativa, pode reduzir as vantagens que todos consideram fundamentais nesta proposta.

Neste sentido, o CT considera que deverá salvaguardar-se um período transitório e adequado, nomeadamente para os comercializadores, e após confirmação de registo dos contadores pelo ORD BT, para que os mesmos procedam aos desenvolvimentos necessários à plena implementação do regulamento proposto.

D. Incentivo ao investimento em redes inteligentes

A EDP Distribuição (EDP D) e a generalidade dos operadores de rede que atuam exclusivamente em BT (ORD BT) têm vindo a instalar contadores inteligentes estando já em operação cerca de 1,9 milhões de contadores, dos quais cerca de 1,5 milhões em comunicação remota com os sistemas informáticos dos ORD BT. Assinala-se que 3 dos ORD BT já executam a faturação sem recurso a estimativas o que abrange cerca de 12000 clientes servidos pelas suas redes de distribuição em baixa tensão. Também a EDA e a EEM têm em curso projetos piloto que vão permitir suprir as diferentes necessidades estruturais que resultam da geografia dos territórios que servem.

Uma vez que a disponibilização de serviços de redes inteligentes não é obrigatória, e que a generalidade dos custos com o seu desenvolvimento recai sobre os ORD BT, a ausência de qualquer incentivo atrasa a uniformização do acesso a estes serviços, ou seja, origina a existência de dois conjuntos distintos de consumidores com acesso diferenciado aos benefícios – uns com acesso, e os restantes sem – embora pagando todos uma tarifa uniforme.

A ERSE considera, assim, que os serviços potenciados pelas redes inteligentes devem ser incentivados através da definição de instrumentos regulatórios adequados.

A presente proposta da ERSE integra a criação de um incentivo ao investimento nas redes inteligentes, baseado na partilha dos benefícios expectáveis, gerados pelos novos serviços disponibilizados aos consumidores, e que é estabelecido em função do número de instalações que, em cada ano, cumpra os critérios de integração nas redes inteligentes. A ERSE propõe, nesse sentido, definir quais os serviços essenciais que deverão ser prestados pelo operador da rede de distribuição para efeitos de integração num incentivo regulatório. As propostas apresentadas pela ERSE traduzem-se num significativo aumento do nível de informação e de serviços prestados pelos ORD BT face ao estabelecido na regulamentação atualmente em vigor.

O CT apoia o desenho de um incentivo como o proposto pela ERSE, mas sugere alguma redefinição nas exigências impostas de forma a otimizar a realidade em que se encontra o setor com a necessidade de acelerar a sua digitalização. Assim, o CT entende que, para poder beneficiar do incentivo regulatório, devem ser asseguradas, no mínimo, as seguintes condições:

- Os EMI (EB) registados nas RI (redes inteligentes) devem obedecer ao cumprimento dos requisitos da Portaria 231/2013, de 22 de julho;

- O fornecimento de informações detalhadas sobre o consumo do cliente de acordo com o Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril. Em particular,

"(...) 7 - As informações e as estimativas do custo da energia solicitadas pelo consumidor devem ser fornecidas em tempo útil, num formato facilmente compreensível e ajustado a cada segmento de consumo, que lhe permita comparar as diversas ofertas.

8 - Os consumidores finais que disponham de contadores inteligentes, nomeadamente os previstos no artigo 78.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Leis nos 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 215-A/2012, de 8 de outubro, devem ter acesso a informações complementares sobre o seu histórico de consumo que lhes permitam efetuar verificações pormenorizadas, tais como:

*a) **Dados cumulativos** referentes, pelo menos, aos três anos anteriores ou ao período decorrido desde o início do contrato de fornecimento, se esse período for inferior; e*

*b) **Dados pormenorizados** correspondentes aos períodos de utilização diária, semanal, mensal e anual, disponibilizados ao consumidor final através da Internet ou da interface do contador, em relação aos 24 meses anteriores, ou ao período decorrido desde o início do contrato de fornecimento, se esse período for inferior "*

- Leituras diárias, por forma a eliminar, de vez, o recurso a estimativas.
- O valor máximo da potência tomada registada bem como os diagramas de carga de energia ativa, com desagregação temporal de 15 minutos, para os consumidores que manifestarem expressamente esse interesse.

O CT recomenda que os parâmetros do incentivo sejam aprovados pela ERSE na próxima fixação de tarifas, de modo a clarificar o enquadramento regulatório aplicável ao desenvolvimento das redes inteligentes.

Finalmente o CT reconhece positivamente a preocupação da ERSE em assegurar a neutralidade tarifária. O incentivo remuneratório para os operadores da rede de distribuição em BT pressupõe que a disponibilização dos serviços agora propostos e a integração das instalações em BT nas redes inteligentes, não serão remuneradas no âmbito de nenhum outro incentivo ou metodologia remuneratória aplicados pela ERSE.

O CT regista positivamente que as regras que vierem a ser definidas impactarão também nos novos concessionários das redes de BT que resultarem dos procedimentos de concurso a lançar em 2019 de acordo com a Lei nº31/2017, de 31 de maio.

IV

RECOMENDAÇÕES

Às recomendações constantes deste parecer, o CT acrescenta ainda:

1. Que a implementação das redes inteligentes não seja comprometida por uma eventual multiplicação de ORD BT resultante do processo concursal das concessões de baixa tensão.
2. A pertinência de se atualizar os regulamentos existentes à luz da implementação da Regulamentação das Redes Inteligentes.

V

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as preocupações e recomendações constantes deste Parecer deverão ser consideradas e incorporadas pela ERSE.

Aprovado em 15 de fevereiro de 2019.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Alteração do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico ◆ [Consulta Pública n.º 68]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [75]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento "68.ª Consulta Pública - Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico" cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Assim, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

ENQUADRAMENTO

A presente proposta de alteração do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (RT/SSE) visa o estabelecimento de mecanismos que promovam a previsibilidade e estabilidade da tarifa regulada, reduzindo a sua exposição à volatilidade dos preços no mercado à vista, e a sua flexibilidade, assegurando em situações de desvios excecionais, a sua atualização de modo a garantir a adequabilidade dos preços da tarifa regulada aos preços observados nos mercados grossistas.

Para o efeito é proposto:

- uma estratégia de aquisição eficiente de energia por parte do CUR;
- monitorização trimestral do preço médio da energia do CUR face ao valor incluído na tarifa de energia paga pelos consumidores do mercado regulado, e sua atualização, positiva ou negativa, caso existam desvios significativos.

O CT regista positivamente esta iniciativa da ERSE que vem acolher as recomendações recorrentemente expressas nos seus Pareceres.

II

ESPECIALIDADE

A. Mecanismo de aprovisionamento de energia pelo CUR

1. No documento justificativo da consulta pública, a ERSE propõe uma estratégia de aprovisionamento eficiente do CUR, *"com 60% do consumo trimestral contratado no mercado de futuros com antecedência adequada e 40% no mercado à vista".*

2. A estratégia descrita assume ainda que *"em cada mês o CUR adquire para uma proporção do consumo estimado para o ano t produtos trimestrais no OMIP",* prevendo-se a distribuição das compras de futuros de forma uniforme ao longo dos 21 meses em que o produto de cada trimestre está aberto a negociação na plataforma do OMIP.

[75] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho

3. O CT reconhece que o mecanismo proposto pela ERSE tem a vantagem de conferir firmeza ao aprovisionamento e, assim, dar previsibilidade e estabilidade à tarifa de energia, ao assegurar que uma proporção dos custos com a aquisição de energia elétrica é conhecida antecipadamente aquando da definição das tarifas para o ano seguinte.

4. O CT faz notar não ter sido explicitada a fundamentação para a repartição 60%/40% proposta para a estratégia de aprovisionamento do CUR, a qual considera importante ser do seu conhecimento.

5. A ERSE aponta ainda como vantagem o facto de o mecanismo proposto funcionar adicionalmente como uma estratégia de cobertura de risco associado às compras de aquisição de energia elétrica no mercado à vista (OMIE), alegando que a implementação desta estratégia de aprovisionamento eficiente do CUR entre 2014/2018 ter-se-ia traduzido numa redução dos desvios na previsão do custo médio de aquisição do CUR face ao valor incluído nas tarifas.

6. No entanto, o CT alerta que apesar de o mecanismo proposto ser eficaz na minimização de desvios face às previsões, não evita a ocorrência anual de ganhos ou perdas financeiras, consoante a evolução do preço no mercado à vista.

7. De facto, o mecanismo de aprovisionamento proposto não se configura *stricto sensu* como uma estratégia de cobertura de risco, uma vez que não existe um valor *ex ante* a cobrir relativamente ao preço de compra por parte dos consumidores.

8. O CT salienta também que a falta de liquidez do OMIP pode ser um sério obstáculo à implementação da estratégia delineada pela ERSE, sendo do conhecimento geral que praticamente não há negociação de produtos com entrega em Portugal, e que para entrega em Espanha, a liquidez está maioritariamente concentrada para os dois trimestres imediatos (Q+1, Q+2) e para os dois anos seguintes (CAL+1, CAL+2). Dado que estes produtos permitem um mecanismo de repartição em períodos mais curtos (*cascading*) é possível ajustar a posição até à maturidade mensal.

B. Mecanismo de adequação da tarifa de energia

1. O Mecanismo de adequação da Tarifa de Energia prevê a monitorização trimestral da evolução do preço de energia no mercado organizado e a atualização *ex-post* da Tarifa de Energia sempre que existam desvios significativos no preço médio de aquisição do CUR (calculado segundo o Mecanismo de Aprovisionamento Eficiente do CUR) face ao valor incluído nas tarifas.

2. O CT considera importante assegurar que, na avaliação desse desvio ($\Delta\tilde{P}r_t$), o cálculo do valor revisto da previsão de preço médio de energia do CUR ($\tilde{P}r_t^{Revisto}$) não deve ser só um exercício retrospetivo, incluindo os valores reais para os trimestre já decorridos, mas também prospetivo, incorporando informação atualizada sobre os preços que se verificam nos mercados de futuros para os trimestres que ainda se encontram por fechar na nova estimativa do custo de aquisição do CUR para o ano t.

C. Alteração do articulado do RT/SSE

Quanto à estratégia de aprovisionamento de energia pelo CUR, o CT é de opinião que o mecanismo tal como proposto pela ERSE requer uma maior clarificação no articulado antes de poder ser implementado, designadamente no que se refere:

a. Volumes a aprovisionar no mercado de futuros

i. O CT destaca que a estratégia de aprovisionamento proposta deve ser sujeita a validação prévia pela ERSE.

ii. Uma vez que o CUR deve, como proposto, começar a aprovisionar-se no mercado de futuros com 21 meses de antecedência e atenta a incerteza que existe quanto à migração de clientes do MR

para o ML, considera o CT recomendável que a ERSE estabeleça a periodicidade de atualização da migração.

iii. Ainda a este respeito, o CT detetou que na proposta de alteração do articulado do RT a ERSE modificou a descrição da variável $\widetilde{W}CVEE_t$. No RT ainda em vigor, $\widetilde{W}CVEE_t$ corresponde à *"Quantidade de energia adquirida"* e não à *"Quantidade de energia elétrica fornecida"*.

b. Preço médio de referência ($\boldsymbol{PR^{Ref}_{Prazo,t}}$)

1. O CT entende que o articulado é pouco claro quanto à forma de cálculo do preço médio de referência decorrente da contratação de futuros ($PR^{Ref}_{Prazo,t}$), o qual será definido pela ERSE com base no "preço médio da contratação *i* estabelecida até 30 de setembro de t-1, para entregas no ano t" (PR^{Ref}_{i}).

2. Dado que a negociação no mercado de futuros é em contínuo, o CT solicita que lhe sejam disponibilizadas mais informações quanto ao critério que a ERSE pretende empregar para selecionar as cotações a utilizar no cálculo do PR^{Ref}_{i}.

c. Recomendações

1. O CT nota que, de entre os vários produtos abertos a negociação na plataforma do OMIP, não há quaisquer referências sobre quais serão considerados admissíveis para efeitos de implementação da estratégia de aprovisionamento eficiente do CUR.

2. Face à reconhecida falta de liquidez do produto Português no OMIP, o CT recomenda a análise individual ou combinada de outras soluções, nomeadamente:

   a. Dinamização da liquidez dos produtos portugueses, através da introdução da figura de *market maker* para a zona portuguesa do MIBEL, de forma a ser possível, consistente e eficientemente, a compra e ajuste de posições de produtos da zona portuguesa do MIBEL por parte do CUR;

   b. Promoção de um mecanismo de leilão, onde o CUR atua como comprador único, de forma a aprovisionar a sua carteira com contratos trimestrais/anuais, numa proporção a definir ex *ante* pela ERSE.

3. Assim e muito embora o CT reconheça o esforço da proposta apresentada pela ERSE, considera que nas condições atuais do mercado a sua implementação pode resultar comprometida, atentas as questões levantadas nos pontos que antecedem e as dúvidas que as mesmas suscitaram.

4. Neste sentido e sem prejuízo de outras soluções alternativas, o CT recomenda que a ERSE desenvolva um conveniente modelo em colaboração com os intervenientes diretos OMIP e CUR.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste Parecer.

Aprovado em 15 de novembro de 2018.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Regras do projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação ◆ [Consulta Pública n.º 67]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [76]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento *"Proposta de regras do projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação"* cabendo ao CT emitir parecer até 29 de outubro de 2018.

Assim, a Secção do Setor do Setor Elétrico do CT emite o seguinte parecer:

I - GENERALIDADE

ENQUADRAMENTO

O Regulamento de Operação das Redes (ROR), aprovado pelo Regulamento n.º 621/2017 da ERSE, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 18 de dezembro, permite a participação do consumo no mercado de serviços de sistema.

No entanto a inexistência de regras enquadradoras dessa possibilidade resulta, na prática, como barreira de mercado a que instalações consumidoras iniciem a sua participação neste mercado.

Nesta consulta pública a ERSE coloca em discussão um conjunto de regras para um projeto piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação, visando assegurar uma igualdade de tratamento na participação dos consumidores habilitados (ou por quem os represente) com os produtores que hoje estão envolvidos no mercado de reserva de regulação que deverá passar a ser designado como de reserva de reposição[77].

Pretende-se deste modo um aumento da concorrência neste mercado, permitindo aos consumidores habilitados concorrer no mercado de reserva de regulação com as ofertas atuais dos produtores, reconhecendo o CT como positiva esta iniciativa da ERSE ao permitir a participação do consumo no mercado de reserva de regulação em igualdade de tratamento com os produtores: se por um lado se pretende dar cumprimento à regulamentação europeia, por outro está a ser fomentada a concorrência num mercado muito específico.

II - ESPECIALIDADE

1. Modelo atual

Os serviços de sistema são essenciais à manutenção da operação do sistema elétrico com adequados níveis de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, sendo constituídos por um conjunto de processos mediante os quais se resolvem, em tempo real, os desequilíbrios pontuais entre a oferta e a procura de eletricidade.

[76] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho

[77] De acordo com o estabelecido no Regulamento (UE) 2017/1485 da Comissão, de 2 de agosto de 2017, que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade, que harmoniza esse conceito a nível europeu.

Aqueles serviços destinam-se a garantir uma operação do sistema em fiabilidade e segurança ao assegurar, em cada momento, o equilíbrio efetivo entre a oferta e a procura de eletricidade e possibilitar a resolução de eventuais restrições técnicas, ajustando o que foi definido *ex-ante* nos diversos mercados organizados ou em contratação bilateral.

Após o encerramento do mercado grossista, os erros de previsão, motivados por variação dos consumos ou por produção intermitente, resultam em desvios à programação, originando desequilíbrios entre a procura e a oferta. Os desequilíbrios ainda poderão ser agravados com possíveis indisponibilidades fortuitas na rede.

Conforme previsto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico (MPGGSEE) a Gestão Global do Sistema (GGS) anula os desequilíbrios de uma forma tempestiva e/ou em tempo real, através da gestão das reservas, por combinação de mobilizações das reservas primárias, secundária e de regulação.

Esta obrigação da GGS rege-se por padrões e obrigações internacionais que fixam os desvios máximos admissíveis, de modo a que cada sistema elétrico não coloque em perigo o sistema europeu interligado.

Atualmente, o gestor do sistema elétrico – a concessionária da RNT – define a procura nestes mercados, enquanto os centros electroprodutores disponibilizam a oferta destes serviços.

Os serviços de sistema estão estruturados em 3 níveis de regulação geralmente associados à velocidade de resposta técnica:

- a regulação primária que responde no imediato em função da inércia dos grupos geradores que se encontram em funcionamento (serviço não remunerado);
- a regulação secundária que é a resposta automática à solicitação do GGS em função das necessidades detetadas em cada instante;
- e o serviço de reserva de regulação ou terciária agora em apreço, que tem um tempo de resposta admissível mais alargado, permite corresponder às necessidades em complemento à atuação dos dois primeiros.

A contratação dos dois últimos pode ser realizada mediante mercados organizados ou mediante contratos bilaterais, integrando dois tipos principais de serviços: regulação secundária e regulação terciária.

No mercado de contratação de regulação secundária, o gestor do sistema elétrico define a procura para todos os períodos de programação do dia seguinte, e os centros electroprodutores respondem com as suas ofertas, pelo que este mercado ocorre apenas uma vez, por volta das 19h45 do dia anterior ao da entrega física.

O objetivo deste serviço é manter a capacidade de corrigir os potenciais desvios entre produção e consumo entre 30 segundos e 15 minutos.

O produto negociado neste mercado é a capacidade de aumentar ou diminuir a produção, sendo remunerado segundo a disponibilidade (margem ou reserva disponibilizada para baixar ou aumentar a produção) e a utilização (energia que foi entregue ou compensação pela redução da produção).

No mercado de contratação de regulação terciária, são resolvidos todos os desequilíbrios em tempo real após mobilização da Reserva de Regulação Secundária, pelo que as ofertas para este mercado são permanentemente atualizadas após a publicação dos resultados dos distintos mercados de energia.

O objetivo deste serviço é restituir a reserva de regulação secundária quando esta tenha sido utilizada, mediante a adaptação dos programas de funcionamento dos geradores que estejam ou não em serviço.

O produto negociado é, assim, a variação de produção que é possível conseguir num tempo máximo de 15 minutos e que pode ser mantida por 2 horas consecutivas.

Existem 2 sub mercados, um onde é contratado um aumento da produção de energia elétrica (reserva a subir), e outro onde é contratada uma redução da produção de energia elétrica (reserva a descer).

Aos participantes na prestação deste tipo de serviços é exigido um elevado grau de flexibilidade produtiva – capacidade de variar num curto espaço de tempo a produção - em particular no que concerne aos serviços de regulação secundária, o que limita potencialmente os agentes produtores prestadores destes serviços aos que detenham centrais que cumpram os requisitos de flexibilidade necessários.

O Procedimento n.º 13 do MPGGSEE, que regula o serviço de reserva de regulação, restringe a oferta deste serviço a *"todos os agentes de mercado que detenham áreas de balanço, correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo para bombagem"* e a *"outros operadores de redes de transporte, ao abrigo do mecanismo de troca de reserva de regulação".*

O documento colocado em consulta pública pretende alargar a participação no mercado de serviços de sistema a consumidores (ou quem os represente) com capacidade de oferta superior a 1 MW.

O CT nota que o documento é omisso quanto a aspetos operacionais essenciais à viabilização desta participação, nomeadamente os requisitos técnicos a respeitar pelas instalações de consumo para viabilizar a provisão deste serviço, os procedimentos específicos a adotar pelo Gestor do Sistema para monitorizar o cumprimento das ofertas, os procedimentos de substituição a cumprir por outros operadores em caso de incumprimento, entre outros.

As regras do projeto piloto agora em consulta pública resultam da extensão da capacidade de prestação de serviços de reserva de regulação a instalações consumidoras nos termos que a ERSE está a propor, sublinhando o CT que estas devem ser tratadas em situação de igualdade com as instalações produtoras.

Face ao exposto, o CT considera que deve existir um esforço suplementar, por parte do regulador, no aprofundamento do conjunto de regras propostas no âmbito do projeto piloto em análise, nomeadamente nas áreas acima referidas.

A complementaridade daquelas regras ao que se encontra estabelecido no MPGGSEE, na sua atual versão e tal como é assumido, deve visar a completude da regulação da relação entre todos os intervenientes – os atuais e aqueles que se perspetivam – e um conhecimento o mais eficaz e abrangente possível, por parte dos mesmos, das regras de acesso e funcionamento do sistema, fatores considerados cruciais para o desejado sucesso do projeto piloto.

2. Serviços a prestar pelo piloto

De acordo com o MPGGSEE, a reserva de regulação é a variação máxima exequível de potência ativa para subir ou para baixar por parte das Unidades Físicas que integram uma Área de Balanço que pode ser mobilizada através de instruções de despacho.

Neste mecanismo, a energia mobilizada é valorizada de acordo com o disposto no ponto 11 do Procedimento n.º 13 do MPGGSEE relativo à Reserva de Regulação.

A capacidade de oferecer a variação de um valor superior a 1 MW será avaliada durante o processo de habilitação e corresponderá à variação máxima de potência a subir ou a baixar no período compreendido entre 30 e 15 minutos, contado desde o momento da receção da instrução de despacho.

A Reserva de Regulação como instrumento utilizado para a resolução de restrições técnicas em tempo real considera-se também abrangida pelos serviços a prestar pelo piloto, situação que deve resultar clara em caso de implementação. Deve ser clarificado se a resolução de restrições técnicas após o mercado diário está abrangida, à semelhança das instalações de produção que prestam atualmente este serviço.

3. Condições do prestador e da prestação do serviço

As entidades que participem no projeto piloto, por virem a ter um tratamento idêntico aos produtores, deverão celebrar um Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema e apresentar uma garantia suficiente para dar cobertura às obrigações financeiras decorrentes das suas transações.

Sendo o serviço prestado crítico para o normal funcionamento do sistema, o CT recomenda que as regras sejam aplicadas com rigor e de forma não discriminatória.

Assim, qualquer entidade que participe no projeto piloto e que não assegure o cumprimento das suas obrigações estabelecidas no MPGGSEE e no Contrato de adesão, será suspensa e, por consequência, perderá, temporariamente, a possibilidade de transacionar energia elétrica através dos mercados de serviços de sistema geridos pela GGS.

A proposta de regras do projeto piloto estipula que a instalação consumidora que pretenda participar deverá obter "*junto do Operador da Rede de Transporte, na sua atividade de Gestão Global do Sistema (GGS), a habilitação necessária que comprove a capacidade técnica e operativa à prestação do serviço de reserva de regulação*".

Tendo em atenção que a versão aprovada do MPGGSEE não identifica de forma clara as condições técnicas necessárias para poder participar no mercado de reserva de regulação, o CT recomenda que seja realizada previamente a sua definição, consultado o Gestor de Sistema.

A par da aprovação das regras para viabilização do piloto, devem ser aprovados todos os detalhes que sejam considerados necessários para a sua correta e segura implementação.

De realçar que, face à criticidade do serviço, a ERSE deverá assegurar-se de que exista um sinal económico para situações em que não sejam cumpridas as taxas de disponibilidade das entidades obrigadas a fornecer medidas em tempo real assegurando por isso uma correta integração do piloto.

O CT recomenda que, à semelhança da prática em Espanha, os pagamentos no mercado de serviços de sistema só possam ser realizados em função estrita dos recebimentos, sendo os eventuais custos de incumprimento de pagamento partilhado pelos participantes no mercado.

Esta metodologia permitirá uma uniformidade de procedimentos ao nível ibérico em situações de incumprimento[78].

4. Níveis de tensão e mercado de serviços de sistema

Uma parte dos atuais serviços de sistema e outros que virão a ser desenhados, assim como os principais usos de flexibilidade, deverão passar, no futuro próximo, pela ativação de recursos conectados às redes de distribuição.

Tal exigirá ampla cooperação entre intervenientes no sistema, em respeito pelo princípio da subsidiariedade e uma sólida regulamentação, por forma a garantir quer as condições necessárias para uma gestão ativa e confiável do sistema quer, simultaneamente, a facilitação e sucesso do mercado elétrico integrado.

A aplicação do piloto, objeto de consulta a consumidores dos diversos níveis de tensão, impõe a necessidade de serem estabelecidas regras que assegurem a coordenação e articulação adequada entre o GGS e o Operador de Rede de MT/AT (ORD MT/AT) no que se refere à participação no Mercado de Serviços de Sistema de instalações ligadas fisicamente à rede de distribuição.

[78] Processo semelhante ao adotado pelo OMIE – Operador do Mercado Ibérico Pólo Espanhol e REE – *Red Eléctrica de España*)

Estas regras devem prever a informação por parte do ORD MT/AT das restrições técnicas à participação de instalações ligadas às suas redes, assegurando as condições para a manutenção da estabilidade e da qualidade de serviço das redes de distribuição.

É igualmente necessário estabelecer regras que permitam controlar o serviço prestado, clarificando nomeadamente as condições de instalação de equipamentos específicos que se torne necessário instalar nas instalações dos consumidores.

É necessário estabelecer regras sobre trocas de informação entre GGS, ORD MT/AT, Comercializadores e também clientes envolvidos no Piloto.

A abertura da prestação de serviços de sistema com recurso a agregação de consumidores deve ser avaliada pela ERSE, no sentido de clarificar se fica disponível desde já nesta fase ou se será desenvolvida posteriormente com base nos resultados obtidos.

A consideração de 1 MW de capacidade disponível para mobilização no mercado de reserva de regulação deve ser igualmente clarificada, para se concluir se é o exigível a cada consumidor ou se pode ser atingido através da sua agregação.

5. Relação com os comercializadores

O CT considera que do ponto de vista comercial a relação com os comercializadores não se encontra devidamente definida.

Ainda que se trate de um projeto piloto, o CT considera que a proposta é demasiado genérica, nomeadamente, no que diz respeito à medição, leitura e disponibilização de dados afetos às instalações de consumo habilitadas a participar no mercado de reserva de regulação.

Pelo que se depreende da leitura do n.º 2 do artigo 11, a fórmula proposta para os possíveis desvios remete a responsabilidade para o comercializador, sem que sejam enunciadas as necessárias garantias que devem ser prestadas à Gestão Global do Sistema.

Para efeitos de pagamento das tarifas de acesso, a proposta pode vir a revelar-se pouco ajustada à exatidão exigida pelo sistema, uma vez que em termos práticos o comercializador deverá faturar a energia com uma quantidade e as tarifas de acesso com outra.

Pelo exposto o CT reitera as suas preocupações relativamente ao modelo proposto, por incrementar complexidade e risco para a gestão de desvios.

Mais entende o CT que uma permanente avaliação desta relação (Consumidor/ Comercializador) deve ser efetuada pelo Gestor de Sistema e/ou outras entidades do setor, devendo ser definidas *ex ante* as penalizações que os agentes incorrerão em caso de incumprimentos financeiros, operacionais ou logísticos.

6. Recomendações Adicionais

a) Pela complexidade e importância deste tema, entende o CT dever existir nesta fase inicial uma formação específica abrangendo os potenciais participantes no piloto, seguida de uma prova prática de que resulte a avaliação e certificação das suas capacidades técnicas e operacionais para participação no mercado de serviços de sistema.

b) O CT recomenda a criação de um grupo de trabalho constituído pelos diversos intervenientes, com o objetivo de propor o desenho do piloto e as condições da sua implementação, de modo a acautelar as sugestões formuladas ao longo do presente parecer.

c) Adicionalmente, em relação ao preço do serviço, o CT recomenda que o preço pago aos consumidores participantes no piloto quando a sua reserva for mobilizada, seja o resultante do mercado, de forma transparente, e em situação de igualdade com os produtores.

O CT reitera a sua concordância com a participação dos consumidores na prestação de serviços de sistema.

III - CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste Parecer.

Aprovado em 29 de outubro de 2018.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão ◆ [Consulta Pública n.º 65]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [79]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás, natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços. Este parecer é aprovado por maioria dos votos e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT um documento contendo:

- *Proposta sobre as principais determinantes do procedimento tipo de atribuição das concessões;*
- *Proposta sobre as áreas territoriais dos concursos,*

cabendo ao CT emitir parecer até 17 de setembro de 2018.

No decurso da elaboração do presente parecer foram efetuadas apresentações ao CT pela ERSE, em 5/julho/2018, e pelo representante da EDP Distribuição (EDPD), em 19/julho/2018.

Foram ainda solicitados esclarecimentos complementares à ERSE que foram respondidos em 26/julho/2018.

Assim, a Secção do Setor Elétrico do CT emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

A. INTRODUÇÃO

Desde as primeiras iniciativas de eletrificação em Portugal, como de resto noutros países europeus, que o setor elétrico foi caraterizado pela participação de múltiplos e diversificados atores, de natureza pública, privada ou mista e de dimensão fortemente variável.

Na sua tese de doutoramento "O Estado na Eletrificação Portuguesa: da Lei de Eletrificação do País à EDP (1945 – 1976)", o Professor João José Monteiro Figueira contabiliza as entidades intervenientes em mais de um século de eletrificação em Portugal, sendo daí extraídos os números que se referem nesta contextualização da evolução do setor elétrico.

À data da publicação da Lei n.º 2002, de 26 de dezembro de 1944, estavam em atividade em Portugal 378 entidades dedicadas à exploração de redes públicas de energia elétrica, de entre o total de 490 que haviam sido criadas desde os finais do século XIX. Em relação às 112 entidades que, entretanto, tinham cessado a sua atividade no setor, deduz-se que eram maioritariamente iniciativas individuais, sociedades em que a atividade de produção ou distribuição de energia era acessória e associações ou comissões informais organizadas de forma voluntariosa para o fornecimento de energia a um universo muito limitado de clientes.

Entre 1944 e 1975 foram criadas mais 71 entidades com atividade na produção ou na produção e distribuição de energia, mas em contrapartida cessaram a sua atividade 277 das entidades em serviço, por abandono da atividade ou concentração em entidades de maior dimensão. Assim, em 1975 dedicavam-se à produção, transporte e distribuição de energia elétrica em Portugal, 172 entidades públicas e privadas.

[79] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

Apesar do número de entidades intervenientes no setor ser bastante elevado, era já fortemente visível a tendência de concentração da atividade, bem como o reforço da participação do Estado, através da CPE (Companhia Portuguesa de Eletricidade), que fundiu as grandes empresas de produção e a rede de transporte. Este movimento de concentração não teve, no entanto, comparação com o que havia ocorrido em diversos países europeus no pós-guerra, em que, normalmente por via da nacionalização de milhares de entidades, foram criadas empresas públicas monopolistas e de grande dimensão, como a EDF – Electricité de France (1946), a British Electricity Authority (1947) e a ENEL - Ente nazionale per l'energia elettrica (1962).

Medidas desta natureza tiveram como principais objetivos assegurar a cobertura elétrica dos territórios promovendo verdadeiras condições de serviço público, desenvolvendo e modernizando instalações e redes, garantindo as futuras necessidades energéticas, financiando novos centros electroprodutores, reduzindo os custos de exploração do sistema elétrico no seu todo, harmonizando tarifas e promovendo políticas regionais e setoriais equilibradas e mitigadoras de assimetrias e injustiças.

Assim, em 1975, o setor elétrico em Portugal estava organizado em torno da CPE, que era a responsável pela produção e pela rede de transporte, de um conjunto de operadores regionais de distribuição em alta tensão, que por sua vez acumulavam muitas concessões de distribuição em baixa tensão, numa tendência de concentração que se foi acentuando ao longo do tempo, e dos municípios que tinham a cargo a distribuição em baixa tensão, individualmente ou agregados em federações de municípios.

B. ENQUADRAMENTO DO MODELO EM VIGOR

B.1 Legislação nacional

Neste contexto as 14 maiores empresas do setor elétrico foram nacionalizadas através do Decreto-Lei n.º 205-G/75, de 16 de abril, assente, entre outros, nos seguintes fundamentos:

"Considerando que a atual situação do setor da eletricidade, caracterizada por elevado número de entidades atuantes, em muitos casos de dimensão inaceitável, acarretando sobreposições de redes, excessiva diversidade tarifária e entraves ao prosseguimento de uma política de eletrificação global acelerada, não é compatível com uma infraestrutura básica cujo correto funcionamento é essencial ao progresso económico do País e ao bem-estar da sua população"

A EDP – Eletricidade de Portugal EP, criada através do Decreto-Lei n.º 502/76, de 30 de junho, foi incumbida da eletrificação de todo o país, da modernização e extensão das redes de distribuição elétrica, do planeamento e construção do parque electroprodutor nacional, de forma a promover e satisfazer as exigências de desenvolvimento social e económico de toda a população. O mesmo diploma determinou, igualmente, que o serviço público cometido à EDP seria explorado em regime de exclusividade por tempo indeterminado.

A Resolução do Conselho de Ministros 112/82, de 14 de julho, determinou que a distribuição de energia elétrica em baixa tensão passaria a competir aos municípios, que poderiam exercê-la em regime de exploração direta, em associação de municípios, através de empresas públicas de âmbito regional de que participem, ou em regime de concessão à EDP, instituindo a uniformidade tarifária no continente.

O Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de setembro, estabeleceu os princípios gerais a que devem obedecer os contratos de concessão a favor da EDP, quando a exploração não é feita pelos municípios, com os seguintes fundamentos:

"A Resolução do Conselho de Ministros n.º 112/82, de 14 de julho, definiu os princípios fundamentais para uma resolução global dos problemas referentes à distribuição de energia elétrica em baixa tensão que, com graves prejuízos para o País, se vêm arrastando no tempo.

O presente diploma, na sequência da referida resolução, estabelece os princípios gerais da distribuição de energia elétrica em baixa tensão, bem como as condições a que devem obedecer os contratos de concessão a favor da EDP, quando a exploração seja feita nesse regime.

Contempla-se, também, e procura dar-se solução ao problema dos débitos em atraso, acumulados ao longo dos últimos 5 anos, das autarquias à EDP, cuja gravidade é de tal ordem que bem pode levar a empresa, a breve trecho, a um ponto de rotura."

A Portaria n.º 1076/82, de 17 de novembro, estabeleceu as normas relativas à renda a pagar pela EDP aos municípios. Este dispositivo legal veio a ser posterior e sucessivamente alterado pela Portaria n.º 966/83, de 9 de novembro, pelo Decreto-Lei n.º 17/92, de 5 de fevereiro, que procedeu à alteração do Decreto-Lei n.º 344-B/82, alargando o direito a receber renda aos municípios que não sejam detentores de redes de distribuição próprias e que estabeleçam contrato de concessão com a EDP e, ainda, pela Portaria n.º 90 - B/92, de 10 de Fevereiro, pela Portaria n.º 437/2001, de 28 de Abril e pelo Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de Novembro.

Entre 1988 e 1994 foi produzida diversa legislação que visava reorganizar o setor elétrico, dividindo-o em setores de atividade, abrindo a produção ao setor privado, permitindo o aparecimento de concorrência e atração de capitais privados:

- O Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, regulou a abertura ao setor privado de pequenos produtores de energia, por via hidroelétrica e por cogeração;
- O Decreto-Lei n.º 7/91, de 8 de janeiro, transformou a EDP de empresa pública em sociedade anónima, instruindo-a na preparação de um plano de restruturação, revisão do balanço e avaliação do seu património;
- O Decreto-Lei n.º 99/91, de 2 de março, definiu uma nova estrutura para o setor elétrico nacional, constituída por um sistema vinculado e um não vinculado, bem como um regime de concessão para a exploração da rede de transporte.

Até 1994, a EDP atuou no setor elétrico como uma empresa verticalizada, responsável pela produção, transporte e distribuição de energia elétrica em Portugal, confundindo-se quase na totalidade com o próprio setor elétrico nacional.

Na sequência do plano de reestruturação previsto no Decreto-Lei n.º 7/91, de 8 de janeiro e definido pelo Decreto-Lei n.º 131/94, de 19 de maio, em agosto de 1994 foi aprovado o plano de cisão da EDP, dando origem a uma estrutura empresarial constituída, genericamente, por empresas participadas detidas direta ou indiretamente a 100% pela EDP e atuando nas seguintes áreas:

- Na produção a Companhia Portuguesa de Produção de Eletricidade (CPPE);
- No transporte a Rede Elétrica Nacional (REN);
- Na distribuição, a Eletricidade do Norte, SA (EN), a Eletricidade do Centro, SA (CENEL), a Eletricidade de Lisboa e Vale do Tejo, SA (LTE) e a Eletricidade do Sul, SA (SLE), empresas regionais que abrangem a totalidade do país e incorporam empresas de produção que exploram pequenos aproveitamentos hidroelétricos (Hidroelétrica do Norte-HDN, Hidroelétrica do Centro-Hidrocenel e Hidroelétrica de Lisboa e Vale do Tejo-Hidrotejo);
- Um conjunto de empresas complementares, algumas já existentes, que incluem serviços comuns de apoio às diversas áreas de atividade da EDP, bem como as participações internacionais da empresa.

Estas cisões vieram a concretizar-se em 1994, tendo já em vista um processo de abertura do setor elétrico nacional à iniciativa privada, que assentava na alienação separada das diversas empresas então constituídas.

Em 1995 foi publicado um pacote legislativo, constituído pelos Decretos-Lei n.ºs 182 e 188/95 que dividiu o setor elétrico em dois subsetores: o sistema elétrico de serviço público (SEP) e o sistema elétrico independente (SEI), sendo livre o acesso a qualquer uma destas organizações mediante a obtenção das competentes licenças para as atividades de produção e distribuição de energia elétrica.

Assim, entre 1994 e 2000 a distribuição de energia elétrica em Portugal foi assegurada por 4 distribuidoras regionais:

- EN, abrangendo 90 concelhos de 7 distritos, 21.775 km2 e 1.762.804 clientes BT (35% do total);
- CENEL, abrangendo 76 concelhos de 6 distritos, 21.283 km2 e 953.936 clientes (19% do total);
- LTE, abrangendo 52 concelhos de 4 distritos, 18.000 km2 e 1.401.891 (28% do total);
- SLE, com 57 concelhos de 4 distritos, 27.671 km2 e 876.366 clientes (18% do total).

Em 2000 é criada a EDP Distribuição, no seguimento do determinado no Decreto-Lei n.º 4/2000, de 29 de janeiro, desenvolvendo de forma integrada as atividades de operador das redes de distribuição de eletricidade em BT, MT e AT em 278 municípios do Continente, sujeita à regulação da ERSE e aos objetivos de serviço público impostos pelos regulamentos em vigor, numa trajetória constante de eficiência económica e melhoria da qualidade de serviço, situação que persiste à data de hoje.

A fusão das quatro distribuidoras regionais foi justificada da seguinte forma:

"Contudo, constata-se hoje que a existência de quatro empresas de distribuição de energia elétrica no seio deste Grupo, pela multiplicação de estruturas e procedimentos que implica, tem constituído um verdadeiro entrave à obtenção dos níveis de eficiência e de produtividade desejáveis."

B.2 Regulação da atividade de distribuição de energia elétrica em BT

B.2.1 Regulação e qualidade de serviço

A atividade de distribuição de energia elétrica está sujeita à regulação da ERSE e ao cumprimento dos RQS (regulamento de qualidade de serviço em vigor) e MPQS (manual de procedimentos da qualidade de serviço) que se regem por um conjunto de princípios, dos quais se destacam:

a) Nível de qualidade de serviço, que assegura aos utilizadores das redes, aos requisitantes de ligações às redes, aos reclamantes e às entidades que apresentem pedidos de informação o direito à qualidade de serviço nos termos da lei e segundo os níveis estabelecidos no regulamento, bem como o direito aos níveis de qualidade de serviço adicionais estabelecidos contratualmente com o seu comercializador;

b) Fornecimento em regime contínuo, que obriga os operadores de redes do setor elétrico a proceder, sempre que possível, de forma a manter o fornecimento contínuo de energia elétrica, podendo ser interrompido apenas pelas razões previstas no RRCSE (regulamento de relações comerciais do setor elétrico);

c) Verificação da qualidade, que obriga os operadores de redes a instalar e manter operacionais e auditáveis os sistemas de registo necessários à verificação do cumprimento do RQS;

d) Dever de colaboração, que impõe aos operadores de redes, operadores de infraestruturas e comercializadores o dever de colaborar e trocar entre si toda a informação necessária ao cumprimento das disposições do RQS e à caracterização da qualidade de serviço, nomeadamente para o cálculo dos indicadores gerais e individuais de qualidade de serviço;

e) Casos fortuitos ou de força maior, constituídos por eventos excecionais, imprevisíveis, ou sendo previsíveis que não possam ser evitados pelas boas práticas ou regras técnicas aplicáveis e obrigatórias e cujas consequências danosas provoquem diminuição significativa da qualidade de serviço.

O incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço confere ao cliente o direito de compensação, conforme estabelecido no RQS.

Para o estabelecimento dos padrões mencionados, o Regulamento considera a existência de três zonas de serviço, nos termos seguintes:

- Zona A: capitais de distrito e localidades com mais de 25 000 Clientes;

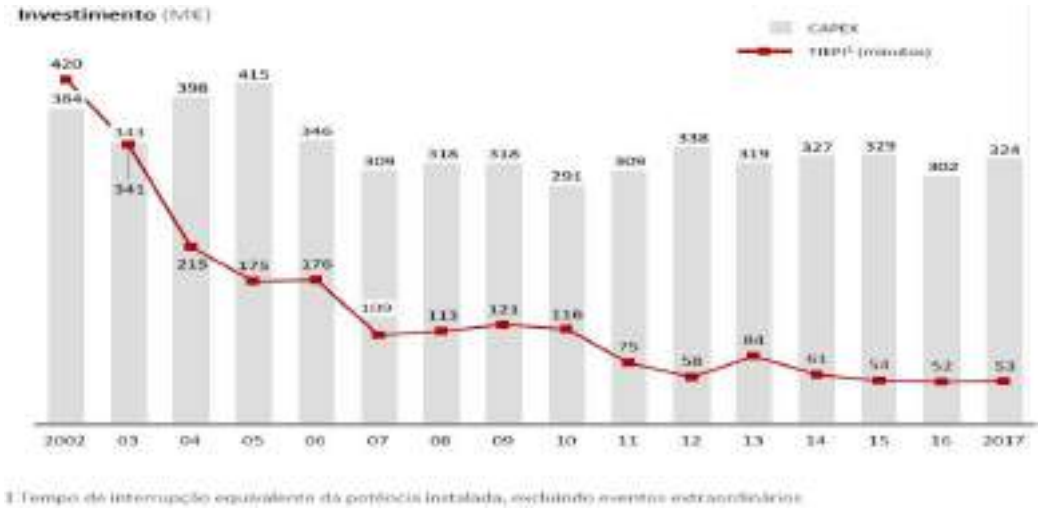
- Zona B: localidades com um número de Clientes entre 2 500 e 25 000;

- Zona C: os restantes locais.

O RQS define também o conceito de "Ilha de qualidade de serviço", aplicado a parques industriais ou empresariais que tenham necessidade de qualidade de serviço superior à da envolvente geográfica, em resultado da opção por tipologias de ligação ou reforço de redes com custos suportados pelo promotor.

Este conceito não deve ser confundido com as múltiplas áreas do território onde, fruto da ação do ORD, os níveis de qualidade de serviço são superiores aos estabelecidos para a zona de serviço correspondente.

Tal como é reconhecido pela ERSE nos estudos em apreço, a qualidade de serviço das redes de distribuição de energia elétrica melhorou significativamente, sem que para tal fosse necessário aumentar o nível de investimento realizado nas redes, como ilustra o gráfico seguinte:

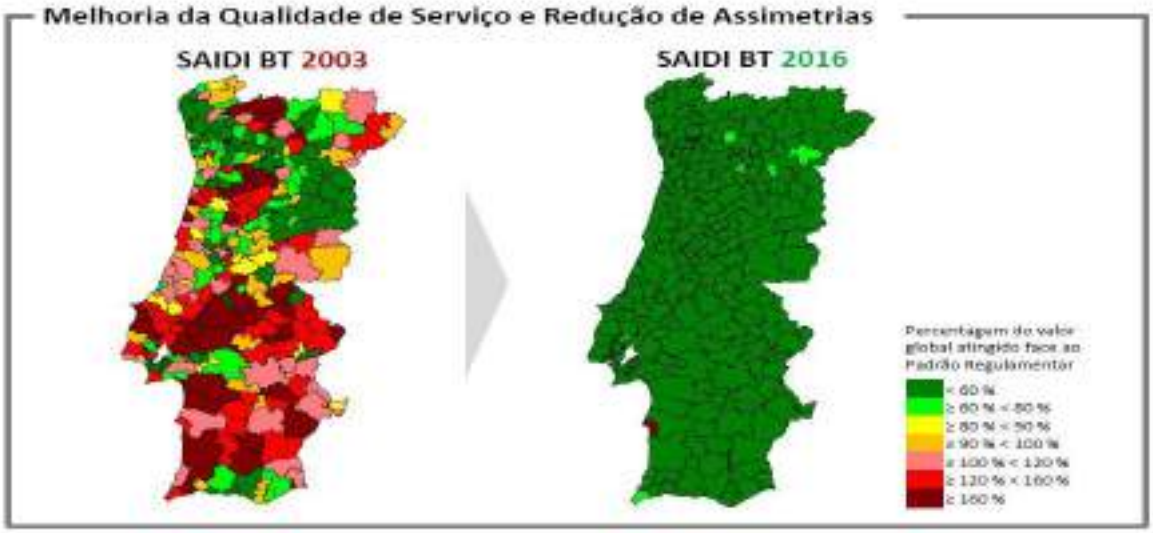


Fonte: EDPD

Além da melhoria geral dos indicadores de qualidade de serviço TIEPI BT[80] e SAIDI BT[81], verificou-se uma harmonização dos níveis de qualidade no território nacional:

[80] Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada.

[81] System Average Interruption Duration Index



Fonte: EDPD.

A melhoria implementada na qualidade de serviço das redes AT/MT/BT tem uma expressão proporcionalmente mais significativa nas zonas C de qualidade de serviço, como se observa na evolução do TIEPI MT, promovendo equidade e coesão territorial.

Fonte: EDPD.

Nos estudos em apreciação, a ERSE enfatiza que *"O Desempenho das redes elétricas em Portugal Continental ao longo de mais de uma década apresenta uma comprovada tendência de melhoria, em convergência com a média europeia"* e que *"Com o nível de qualidade que foi sendo atingido, verifica-se que a generalidade dos consumidores não está disponível para pagar mais para melhorias neste domínio."*

B.2.2 Regulação económica e eficiência de custos

A distribuição de eletricidade é desenvolvida em regime de monopólio natural, estando por isso sujeita a regulação por parte da ERSE.

O modelo de regulação em vigor em Portugal está exaustivamente descrito no estudo da ERSE, quer relativamente ao período regulatório em vigor, quer em relação aos períodos anteriores, identificando com

precisão as alterações efetuadas ao modelo e aos critérios de regulação, com vista a garantir o equilíbrio económico-financeiro das atividades e a proteção dos consumidores.

A ERSE é responsável por definir os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT a recuperar através das tarifas, que visam proporcionar às empresas cobrir os custos operacionais considerados eficientes pela ERSE e investir em novas infraestruturas ou remodelar as existentes.

Os proveitos permitidos são definidos a partir de uma análise ao contexto em que a atividade de distribuição em BT é desenvolvida, podendo abarcar a eficiência dos custos operacionais, a racionalização dos investimentos, a promoção da qualidade de serviço ou ainda a inovação.

Assim, em cada período regulatório a ERSE define as metas a atingir, devidamente quantificadas, bem como a taxa de remuneração dos ativos, refletindo o custo de capital das atividades reguladas, não se procurando uma correspondência exata entre o nível de custos da empresa e os proveitos permitidos, mas antes estimulando a capacidade da empresa em superar as metas definidas pelo regulador, se possível com menos custos, pelo que este tipo de regulação se designa "regulação por incentivos".

Em outubro de 2017 foi publicado um novo quadro regulamentar contendo um conjunto de inovações metodológicas com o objetivo de permitir às empresas reguladas desenvolverem processos mais eficientes, tomar as melhores decisões com vista à diminuição dos custos e à melhoria da qualidade de serviço.

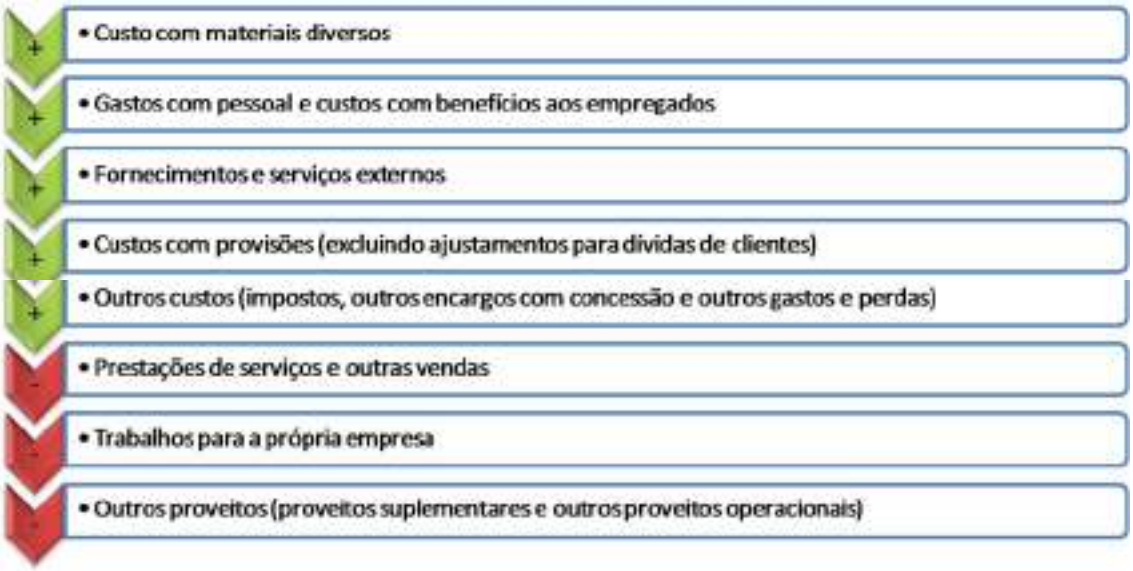
As principais inovações regulatórias introduzidas consistiram na aplicação de uma metodologia *price cap* aplicada ao TOTEX na atividade de distribuição de energia elétrica em BT e na atribuição de incentivos regulatórios ao desenvolvimento das redes inteligentes.

Estas novas metodologias promovem um conjunto de efeitos no nível de custos do setor elétrico, permitindo a curto prazo a diminuição dos custos a recuperar pelas tarifas decorrente da aplicação dos parâmetros de regulação. A médio e longo prazo incentivam a tomada de decisões mais racionais de afetação eficiente dos recursos utilizados pela empresa e a partilha com os consumidores dos ganhos obtidos.

Na regulação por incentivos, em cada período regulatório, a remuneração efetiva da empresa regulada dependerá do cumprimento das metas estabelecidas para os custos e para a qualidade de serviço, bem como da evolução do contexto económico e financeiro, não sendo garantida pelo regulador uma taxa de rentabilidade. Esta poderá ser superior ou inferior à remuneração definida pela ERSE para os ativos regulados em resultado do seu desempenho real.

Estando previsto no novo modelo de concessões que os ORD possam contratualizar com os concedentes a realização de investimentos que não serão remunerados pelas tarifas, irá colocar-se à ERSE o enorme desafio de regular operadores que podem vir a exercer em simultâneo atividades reguladas e investimento e exploração de outras não reguladas, impondo-se a necessidade de criação de condições para explicitar os verdadeiros custos de cada uma, isolando entre as duas áreas de atividade do ORD, de modo a que que os custos a suportar pelas tarifas sejam os corretos.

A este propósito convém clarificar quais os custos que a ERSE indica (quadro seguinte) poderem ser aceites ao ORD para compensação através dos proveitos permitidos, bem como as deduções que devem ser feitas, decorrentes de custos com outras atividades que não podem ser recuperados nas tarifas, ou outros proveitos que também devem ser deduzidos ao proveito do ORD.



Em resultado da ação regulatória e da capacidade de adaptação e inovação do operador de rede, constata-se que foi possível induzir, no setor da distribuição de eletricidade em Portugal, uma trajetória de eficiência contínua que, desde 2005 representou uma redução de 52% dos custos de operação das redes, num contexto de simultânea melhoria contínua da qualidade de serviço.

Esta trajetória de eficiência significou, igualmente, uma redução do peso da distribuição na estrutura aditiva da tarifa, tendo regredido de 26% em 2010 para 19% em 2016.

De salientar, como referido nos estudos da ERSE, que estes resultados foram atingidos em simultâneo com a emergência de novas realidades, altamente disruptivas, no setor da distribuição, com a manutenção de um nível elevado de investimento e o aumento e complexificação da atividade operacional.

Resumindo o acima exposto sobre o modelo regulatório em vigor e os proveitos dos ORDBT:

1- A atividade dos ORDBT é uma atividade exercida em regime de monopólio natural e sujeita a regulação da ERSE, a quem compete fixar os proveitos permitidos aos ORDBT, definir as metas de eficiência

sujeitas a incentivos ou penalizações e determinar a remuneração do ativo remuneratório, ou capital investido na concessão;

2- Os ORDBT faturam aos comercializadores de energia a totalidade do acesso às redes definida pela ERSE. Contudo, estes valores não revertem na sua totalidade para os ORDBT, destinando-se a maior parte deles a remunerar a atividade dos demais operadores do sistema a montante, bem como suportar os custos de interesse geral, nomeadamente os de política energética, como se demonstrará no capítulo seguinte;

3- Se do modelo em discussão resultarem várias concessões com custos muito diferenciados, os usos de rede passarão a incluir uma nova rúbrica, constituída pelo montante das compensações a transferir dos ORDBT com maior faturação para os ODRBT com faturação inferior;

4- Tendo em conta o modelo regulatório seguido, os ORDBT apenas podem reter como proveitos, os montantes aprovados pela ERSE e que se destinam:

4.1. À recuperação de custos não controláveis pelo operador: custos não passíveis de serem alterados por intervenção do ORD (rendas de concessão);

4.2. À recuperação dos custos controláveis pelo operador: custos em relação aos quais a ERSE entende existir possibilidade de otimização por parte do ORD, que são sujeitos a metas de eficiência, com prémios e penalizações, podendo estes custos serem ou não aceites na totalidade pelo regulador;

4.3. À amortização dos investimentos e à remuneração do ativo regulatório: compensação pelo investimento realizado em ativos regulatórios, acrescidos de uma taxa de remuneração equivalente ao custo de capital, atualmente indexada às Obrigações de Tesouro.

C. SÍNTESE

Numa análise sumária aos últimos 40 anos, verifica-se uma trajetória ascendente e consistente de cobertura do país pelo serviço público essencial de distribuição de energia elétrica, alicerçada, em grande parte, num critério racional de fusão dos distribuidores regionais.

Tal fusão, atenta a sua forma racional, veio permitir uma eficiência económica e uma melhoria continuada da qualidade de serviço, ambas dependentes de múltiplos fatores, nomeadamente:

- da qualidade e do estado dos ativos das redes;
- da articulação do investimento das redes de AT/MT e BT;
- da qualidade de serviço em MT e AT, quer em termos de continuidade, quer de qualidade da onda de tensão;
- de opções por tipologias e configurações de redes fiáveis, resilientes e redundantes;
- da qualidade e prontidão dos serviços de manutenção;
- da qualidade e atualização tecnológica, recursos, instrumentos e sistemas de condução e gestão das redes em situação normal ou em ambiente perturbado;
- da capacidade de resposta a situações de crise e catástrofe.

De acordo com os dados da ERSE, verificou-se uma redução de 52% dos custos de operação das redes entre 2005 e 2016, num contexto de melhoria continuada da qualidade de serviço, bem como a redução do peso da distribuição na estrutura aditiva da tarifa, que regrediu de 26% em 2010 para 19% em 2016.
Totalmente independente do ou dos operadores de rede, que devem ter as necessárias competências para tal, entende o CT que se deve privilegiar a continuação do paradigma de integração de redes, sob pena de uma eventual inversão do processo gerar impactos financeiros, presentes e futuros.

II

ESPECIALIDADE

A. ENQUADRAMENTO

1. Concessões atuais

A gestão da Rede Nacional de Distribuição (RND) em AT/MT e das 278 concessões municipais em BT tem sido assegurada pela EDP D numa lógica de planeamento integrado e de partilha de recursos entre os diversos níveis de tensão:

- Atribuição da concessão de AT/MT da responsabilidade do Estado e atribuída à EDP Distribuição até 2044, onde se inclui o Comercializador de Último Recurso (CUR);
- As concessões de BT são da responsabilidade dos municípios e estão igualmente atribuídas à EDP Distribuição, através de 278 contratos de concessão com datas de término entre 2016 e 2026, tendo sido prorrogados os contratos de S. João da Madeira e Lisboa que terminaram em 2016 e 2017, respetivamente.

A ERSE refere nos seus estudos que o modelo de regulação aplicado admitiu sempre, e até estimulou, a gestão integrada e a partilha de ativos e recursos entre concessões, como forma de ganhar escala e reduzir custos, potenciando ganhos de eficiência e qualidade de serviço.

Esta opção do regulador tem suporte nas melhores práticas internacionais, constatando-se que nos restantes países europeus o modelo quase hegemónico é de gestão vertical dos níveis de tensão, pelo que os ORD operam a BT e a MT de forma integrada.

Parte destas estruturas e ativos suportam funções centralizadas, transversais à concessão de AT/MT e às várias concessões BT, tais como o planeamento e controlo de gestão, os aprovisionamentos, a gestão de fornecedores, o reporte regulatório, o despacho e condução, a gestão de incidentes, a gestão de energia, a normalização, a gestão de RH, de comunicação e dos serviços jurídicos, entre outros, bem como múltiplos sistemas de informação que suportam a complexidade crescente da gestão destas atividades.

Estas estruturas não poderão ser transferidas para os eventuais novos operadores de redes BT, na medida em que são indispensáveis à operação da concessão de AT/MT, conduzindo à sua duplicação parcial.

Os estudos apresentados pela ERSE não quantificam o aumento de custos decorrente da fragmentação da distribuição em BT, em função da perda de economias de escala, nem o aumento de custo para o sistema que decorrerá da separação da gestão da BT e da AT/MT[82].

Assim, os novos concessionários terão que se dotar de todos estes recursos e sistemas, complementando os recursos que serão transferidos da EDPD, para poderem dispor de toda a estrutura funcional necessária à gestão das concessões, o que poderá representar um aumento de custos para o sistema.

O valor dos ativos comuns representa 8% dos ativos da atividade de distribuição em BT e que não são alocáveis a concessões específicas.

[82] Confirmado pela ERSE nos esclarecimentos prestados ao CT em 26/julho/2018.

Ativos da atividade de distribuição em BT - 2016

Imobilizado Específico Atribuído por Concessões (€)		
Imobilizado Bruto	4 849 950 760	
Amortizações Acumuladas	3 813 155 005	
Imobilizado Líquido	***1 036 795 755***	**92%**
Imobilizado Específico Comum (€)		
Imobilizado Bruto	32 984 700	
Amortizações Acumuladas	9 508 205	
Imobilizado Líquido	**23 476 495**	**2%**
Imobilizado Não Específico Comum (€)		
Imobilizado Bruto	223 089 744	
Amortizações Acumuladas	157 141 699	
Imobilizado Líquido	**65 948 045**	**6%**
TOTAL - BT	**1 126 220 296**	

Fonte: ERSE

A esses sobrecustos, decorrentes da estrutura técnica e funcional, acrescerão os custos da estrutura de gestão e administração dos novos concessionários.

2. Tarifas de Acesso de Redes

As tarifas de Acesso às Redes (TAR) resultam da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, de Operação Logística de Mudança de Comercializador, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição, incluindo AT/MT e BT, sendo aplicáveis pelos Operadores da Rede de Distribuição (ORD) aos comercializadores e clientes que se constituem como agentes de mercado, quer se encontrem no mercado regulado ou no mercado liberalizado.

As TAR são estabelecidas anualmente pela ERSE e devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e da atividade de Distribuição de Energia Elétrica do ORD.

No que diz respeito à Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, esta atividade prevê a aquisição ao Operador da Rede de Transporte (ORT) dos serviços de Uso Global do Sistema (enquanto gestor global do sistema), de Uso de Rede de Transporte e ainda dos serviços do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC).

Adicionalmente, o cálculo dos proveitos permitidos desta atividade são ainda incorporados os seguintes custos e proveitos:

- Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial;
- Amortização e juros referentes à dívida apurada no âmbito do cálculo das tarifas para 2009 (DL nº 165/2008, de 21 de agosto);
- Custos ou proveitos decorrentes de medidas no âmbito da estabilidade tarifária;
- Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais;
- Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do artigo 6.º do DL n.º 104/2010, de 29 de setembro;
- Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual.

As tarifas de acesso aplicáveis aos clientes de MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos preços de potência em horas de ponta e potência contratada, em €/kW mês, e pelos preços de energia ativa e reativa, em €/kVArh. Os preços da energia ativa são discriminados em quatro períodos trimestrais e quatro períodos horários.

Quanto às tarifas de acesso aplicáveis aos clientes de BTN, são compostas pelos preços de potência contratada, variáveis por escalões, em €/mês, e pelos preços da energia ativa, em €/kWh. Para potências contratadas superiores a 20,7 kVA, os preços da energia ativa são discriminados em três períodos horários, enquanto que para potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, os preços da energia ativa são discriminados em dois ou três períodos horários ou não apresentam diferenciação horária.

No que diz respeito às tarifas de acesso aplicáveis à Iluminação Pública, são compostas pelo preço de potência contratada, em €/kW/mês, e pelos preços da energia ativa, em €/kWh. Para potências contratadas superiores a 20,7 kVA, os preços da energia ativa são discriminados em três períodos horários, enquanto que para potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, os preços da energia ativa são discriminados em dois ou três períodos horários ou não apresentam diferenciação horária.

Tendo presente a necessidade de faturar na fronteira entre a concessão de MT/AT e a(s) concessão(ões) de BT será necessário criar uma Tarifa entre o ORD MT/AT e o(s) ORD BT.

No novo paradigma, qualquer que ele seja, vai ser necessário adaptar os regulamentos em função da solução que vier a ser adotada. A título de exemplo vai ser necessário alterar os Regulamentos Tarifário, Relações Comerciais, Acesso às Redes e Interligações, bem como a Diretiva de Gestão de Riscos e Garantias do SEN.

3. Iluminação Pública

3.1. Conceito

A designação iluminação pública (IP) refere-se a uma rede de distribuição em baixa tensão destinada em exclusivo a servir um conjunto de equipamentos de iluminação de vias e arruamentos da responsabilidade dos municípios.

Assinala-se que existe um conjunto de equipamentos de iluminação no espaço público, nomeadamente em autoestradas e em estradas nacionais, que não se integram no conceito acima mencionado, por aquelas infraestruturas estarem a cargo de entidades privadas, por concessão do estado, ou das Infraestruturas de Portugal.

Exclui-se também daquela designação a iluminação cénica de edifícios, monumentos e estatuária.

3.2. As redes elétricas em baixa tensão

A rede de iluminação pública, por razões económicas e históricas confunde-se, em diversas situações, com a rede de distribuição em baixa tensão, por partilharem diversos elementos de rede: nas zonas rurais e semirrurais a rede de IP suporta-se nos apoios da rede aérea de distribuição de baixa tensão; em múltiplas situações as duas redes partilham o mesmo condutor de neutro e/ou armários de distribuição.

3.3. Investimento, manutenção e exploração

Com os atuais contratos de concessão, o investimento nas redes de IP está suportado no anexo I do contrato de concessão (*vide rendas de concessão*), determinando que o mesmo seja repercutido nas tarifas pagas pelos consumidores.

Os atuais contratos de concessão não têm sido impeditivos da assunção de maiores responsabilidades pelos municípios na gestão da IP, como bem comprovam os investimentos através de fundos próprios das autarquias locais ou de fundos comunitários, tipicamente orientados para tecnologia LED e para sistemas de telegestão das luminárias, os quais visam acelerar o ritmo de substituição de equipamentos de iluminação menos eficientes ainda instalados.

Estes investimentos próprios têm que ser devidamente enquadrados nos futuros contratos de concessão, já que durante a sua vigência terminará o período de vida útil dos equipamentos instalados ao seu abrigo, sendo, portanto, necessário que os mesmos definam as condições de integração dessas centenas de milhares de luminárias.

A conservação da IP cabe ao concessionário, bem como a sua exploração.

Existem situações diferenciadas, de que é exemplo o município de Lisboa, em que cabe ao município a conservação da IP com custo a suportar pelo concessionário.

Contudo, é possível considerar a construção, manutenção e exploração das duas redes (da distribuição de BT e da IP), nas mesmas áreas geográficas, por concessionários diferentes.

3.4. Eficiência energética e telegestão na iluminação pública

A energia elétrica consumida na iluminação púbica representa uma percentagem muito significativa dos consumos energéticos próprios dos municípios e configura uma despesa elevada, que nalguns casos já não tem contrapartida suficiente nas rendas pagas pela concessão das redes de BT.

Nesta conformidade, o operador de rede e os municípios têm vindo a desenvolver medidas de eficiência energética baseadas na substituição de luminárias convencionais por luminárias mais eficientes em tecnologia LED e a preparar os circuitos de iluminação pública para a telegestão das luminárias.

A gestão dos circuitos de IP ou a gestão ponto a ponto de luminárias, através de sistemas remotos e seguros, possibilitarão a otimização do controlo dos horários de funcionamento da IP, bem como o aproveitamento das caraterísticas de regulação de fluxo das luminárias LED, estimando-se a obtenção de ganhos de eficiência suplementares superiores a 10% do consumo atual.

As futuras luminárias conectadas a sistemas centralizados de gestão, estarão dotadas de sistemas de autodiagnostico, permitindo a deteção imediata de avarias, a georreferenciação das avarias reportadas e a mobilização automática das equipas de manutenção, eliminando a necessidade de rondas de manutenção preventiva ou a inércia dos atuais sistemas de participação de avarias.

Estes sistemas de telegestão possibilitarão, também, uma maior intervenção dos municípios, direta e exclusiva ou partilhada com o operador de rede, na operação e monitorização do funcionamento, consumos e manutenção dos equipamentos de iluminação pública.

A implementação de medidas de eficiência energética e telegestão da iluminação pública representará, contudo, um investimento muito elevado quando aplicado de forma generalizada ao parque de cerca de 3 milhões de luminárias existentes nas 278 concessões BT.

3.5. Contratos de fornecimento de energia de iluminação pública

Desde 04.09.2006, data da liberalização total do mercado de energia elétrica, o município detentor dos contratos de fornecimento da iluminação pública na sua área geográfica pode concursar e contratualizar o fornecimento de energia neste mercado liberalizado.

3.6. Tarifas da iluminação pública

Anteriormente à revisão regulamentar de 2012 a iluminação pública dispunha de uma tarifa específica que, no preço de venda do comercializado regulado, apenas considerava o consumo (tarifa monómia).

As tarifas de acesso às redes são, hoje, para os mesmos níveis de potência, as aplicáveis aos restantes consumidores de baixa tensão, seja a normal (<= 41,4 kVA) seja a especial (> 41,4 kVA).

Com a revisão regulamentar de 2017, à faturação dos acessos à rede para a IP, para qualquer nível de potência contratada (BTN ou BTE), além da energia consumida é também considerada a potência tomada no período de faturação.

Esta alteração, aplicável em todos os contratos de fornecimento de IP que já disponham do equipamento de medida adaptado, contribui decisivamente para o reconhecimento imediato dos investimentos operados no domínio da eficiência energética.

4. Rendas aos Municípios

4.1. Enquadramento legislativo

Os graves problemas que à época, início da década de 80, afetavam a distribuição de energia elétrica em baixa tensão, com graves prejuízos para o País, determinou a publicação do Decreto-Lei n. 344-B/82, de 1 de setembro, o qual, entre outros aspetos legislativos, estipulou:

- Que a distribuição de eletricidade em baixa tensão poderia ser efetuada diretamente pelos municípios ou concessionada à EDP, ao tempo Empresa Publica.
- Que o concessionário pagaria à autarquia uma renda a fixar por Portaria.

Foi assim publicada a Portaria n.º 1076/82, de 17 de novembro, que define a renda como constituída por duas parcelas, a primeira função dos consumos de iluminação pública no Concelho em causa, a segunda função dos restantes consumos de energia elétrica na mesma área geográfica.

Posteriormente, o Decreto-Lei n.º 17/92, de 5 de fevereiro veio definir condições de igualdade entre os municípios, considerando que alguns não eram detentores de rede de distribuição própria.

A Portaria n.º 437/2001, de 28 de Abril, veio estabelecer que o cálculo da renda pela concessão da distribuição de energia elétrica em baixa tensão, na área do município concedente, seria calculada a partir de um valor percentual sobre as vendas de energia elétrica em baixa tensão na área do respetivo município, havendo que considerar os municípios do continente distribuídos por classes de densidade (d) dos clientes do concessionário em baixa tensão por quilómetro quadrado às quais se associaria o respetivo valor percentual das vendas em baixa tensão. Esta Portaria também define o Anexo I aos Contratos de Concessão (*vide* Iluminação Pública).

A nova estrutura organizativa do SEN especificada no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro e com regime desenvolvido no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, determinou a separação da atividade de distribuição de energia elétrica da sua comercialização, cumprindo o definido na FC 2003/54/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 junho.

Nessa nova estrutura o Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, confirmou que a atividade de distribuição de energia elétrica continuava a ser exercida ao abrigo de contratos de concessão outorgados pelos municípios mediante a contrapartida do pagamento de uma renda anual estabelecida em Decreto-Lei ouvida a ANMP, determinando que o valor dessa renda seria incluído nas tarifas de uso das redes de distribuição de baixa tensão nos termos previstos no RT aprovado pela ERSE.

4.2. Cálculo das rendas

Tendo como referência a legislação em vigor, a renda a pagar pelas concessionárias a cada município é nos termos do artigo 2º do Decreto-Lei nº 230/2008, determinada, a partir de 2009, com recurso a duas operações complementares:

- Primeiro parte-se de um valor de referência para o ano de 2007, apurado, município a município, de acordo com a fórmula de cálculo prevista no Anexo I do referido Decreto-Lei:

$$r^{m}_{ref\,2007} = \Big(\tilde{t}^{m}_{BTN\,2006} \times c^{m}_{BTN\,2006Reg} + \tilde{t}^{m}_{BTE\,2006} \times$$
$$\times c^{m}_{BTE\,2006Reg} + c^{m}_{IP\,2006} \times \tilde{t}^{m}_{IP\,2006}\Big) \times f^{m}_{2007Reg} +$$
$$+ \Big(\big(\tilde{t}^{m}_{BTN\,2006} \times 90\%\big) \times c^{m}_{BTN\,2006Lib} +$$
$$+ \big(\tilde{t}^{m}_{BTE\,2006} \times 90\%\big) \times c^{m}_{BTE\,2006Lib}\Big) \times f^{m}_{2007Lib}$$

em que:

$r^{m}_{ref\,2007}$ valor de renda de concessão de referência para município m no ano de 2007.

$c^{m}_{BTN\,2006Reg}$ consumo do mercado regulado de BTN em 2006 no município m.

$c^{m}_{BTN\,2006Lib}$ consumo do mercado livre de BTN em 2006 no município m.

$c^{m}_{BTE\,2006Reg}$ consumo do mercado regulado de BTE em 2006 no município m.

$c^{m}_{BTE\,2006Lib}$ consumo do mercado livre de BTE em 2006 no município m.

$c^{m}_{IP\,2006}$ consumo total (mercado regulado e mercado livre) de IP em 2006 no município m.

$\tilde{t}^{m}_{BTN\,2006}$ valor médio da tarifa BTN (mercado regulado) cobrado em 2006 no município m.

$\tilde{t}^{m}_{BTE\,2006}$ valor médio da tarifa BTE (mercado regulado) cobrado em 2006 no município m.

$\tilde{t}^{m}_{IP\,2006}$ valor médio da tarifa IP (mercado regulado) cobrado em 2006 no município m.

$f^{m}_{2007Reg}$ factor de densidade aplicado ao consumo do mercado regulado de BTE, BTN e IP, calculado com base no quadro referido no n.º 14.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de Abril, referente ao ano de 2007, e ajustado de forma a que o factor de densidade global, correspondente ao conjunto dos municípios do continente, seja igual a 7,5 % nos termos previstos nos n.os 12.º e 13.º da aludida portaria.

$f^{m}_{2007Lib}$ factor de densidade aplicado ao consumo do mercado liberalizado de BTE e BTN, calculado com base no quadro referido no n.º 14.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de Abril, referente ao ano de 2007, não sendo aplicável o previsto nos n.os 12.º e 13.º da aludida portaria.

- Tal valor será, depois, segundo a fórmula constante do Anexo II do mesmo diploma, atualizado em cada ano, para cada município, atendendo à variação do IPC, com exclusão da habitação, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, e ponderado por um fator aplicado à variação do consumo de energia elétrica em baixa tensão verificado em cada município, em ambos os casos com base nos dados relativos ao ano anterior àquele em que deve ocorrer o pagamento da renda, de acordo com a seguinte expressão:

$$r^{m}_{n} = r^{m}_{n-1} \times (1 + i_{n-1}) \times (1 + tc^{m}_{n-1} \times p)$$

em que:

n ano de cálculo da renda de concessão.

n-1 ano anterior ao ano de cálculo da renda de concessão.

m índice referente a cada um dos municípios.

r^{m}_{n} renda de concessão referente ao município m no ano n.

r^{m}_{n-1} renda de concessão referente ao município m no ano n-1.

i_{n-1} variação do índice de preços no consumidor, com exclusão da habitação, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística referente ao ano n-1.

tc^{m}_{n-1} taxa de evolução do consumo global de energia elétrica em BT (BTE, BTN e IP) entre o ano n-2 e n-1, referente ao município m.

p ponderador da taxa de consumo, que assume o valor 15 %.

4.3. Pagamento das rendas

As rendas de concessão são pagas anualmente aos municípios pelo concessionário da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão.

Nas tarifas publicadas pela ERSE para vigorarem como uso das redes a pagar por todos os consumidores ligados em baixa tensão, em 2018, consta o valor de 258M€ respeitante às rendas de concessão a pagar neste ano aos 278 municípios do continente.

5. Contadores

No âmbito da definição da operação concursal das concessões municipais de distribuição de energia elétrica em BT deve ficar claro que no ato de transmissão dos ativos da atual para a futura concessionária, a atual deve ser indemnizada pelo montante que corresponde ao valor contabilístico total dos bens, líquido de amortizações e de comparticipações financeiras e subsídios a fundo perdido, incluídos nos balanços auditados e enviados à ERSE, de acordo com as normas de reporte contabilístico regulatório.

Os contadores (convencionais e inteligentes) fazem parte integrante da rede de baixa tensão e indispensáveis à sua exploração, e não sendo considerados no cálculo das tarifas de eletricidade, de acordo com a interpretação da ERSE à Lei 12/2008, de 26 de fevereiro. Nesta medida, estes ativos terão forçosamente que ser transferidos para o novo operador.

O acima mencionado resulta da clarificação que a ERSE efetuou ao CT no decurso da elaboração deste Parecer.

6. Proveitos permitidos ao ORDBT

O Operador da rede de distribuição exerce as atividades de Compra e venda do Acesso à Rede de Transporte e a atividade de Distribuição de energia Elétrica, sendo esta desagregada entre os níveis de tensão de AT/MT e BT.

As Tarifas e Proveitos são estabelecidos pela ERSE, conforme Regulamento Tarifário, aplicando-se aos ORDBT o estatuído nos Art.º 22º; Art.º 25º; Art.º 30º e Art.º 103º.

No período regulatório a atividade de distribuição de energia elétrica em BT é regulada pela ERSE considerando uma metodologia de tipo *price cap* aplicada ao TOTEX (custos totais =custos de exploração + custos com capital). Em cada período regulatório, a ERSE estabelece a base de custos aceite, que evolui nos anos seguintes de acordo com o índice de preços implícito no PIB deduzido de um fator de eficiência, bem como de acordo com a estimativa para os indutores de custos definidos.

Na atividade de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte existe uma a transferência de custos, recebidos pela aplicação das tarifas de acesso, em que o regulador utiliza uma metodologia de regulação do tipo custos aceites.

Em 2018 a faturação do acesso às redes dos ORD BT será de 2 546M€:

- 1 865M€ a transferir para montante nas tarifas de acesso (UGS+URT+URD AT/MT);
- 258M€ valor das rendas a transferir para os municípios;
- 423M€ valor da URD BT líquida.

O CT considera fundamental que a ERSE proceda à desagregação dos proveitos permitidos ao ORD por Município.

7. Uniformidade Tarifária

O princípio da *Uniformidade Tarifária* tem sido largamente considerado na evolução do sistema elétrico nacional.

A este propósito e recuando à Lei *n.º 2002, de 26 de dezembro de 1944,* que definiu a doutrina e o enquadramento da execução da política nacional de eletrificação enunciava-se *"O Governo fixará a fórmula tarifária para venda de energia em alta tensão, uniformemente em cada concessão e tanto quanto possível em todo o País…"*

Posteriormente o *Decreto-Lei n.º 43335 de 19 de novembro de 1960,* no seu artigo 125.º veio manter o mesmo entendimento, considerando que "As fórmulas tarifárias para a venda de energia em alta tensão pelos concessionários do transporte e da grande distribuição serão fixadas pelo Secretário de Estado da Indústria, obedecendo a critérios uniformes dentro de cada concessão e tanto quanto possível em todo o País…".

Importa referir que a génese deste princípio está intrinsecamente relacionada com as metodologias de alocação de custos. Isto é, "*Uma vez identificados os custos a remunerar devidos pelo uso das redes de transporte ou distribuição de energia elétrica e adotada uma política de regulação tarifária torna-se necessário realizar a alocação desses custos pelos diversos agentes utilizadores do sistema*." (*Cf.* Mercados de Eletricidade - Regulação e Tarifação de Uso das Redes, João Paulo Tomé Saraiva, Maria Teresa Costa Pereira da Silva Ponce de Leão, FEUP Edições, 2002).

Existem diversos métodos para alocação de custos, uns mais simples outros mais complexos, sendo que a metodologia adotada pelo sistema português é mais ajustada a critérios de solidariedade do que a critérios puramente economicistas, aliás a mesma solução foi adotada em diversos países europeus e acolhida no contexto da liberalização dos mercados, decorrente da entrada da entrada em vigor da Diretiva 96/92/CE.

Assim, o sistema considera que a tarifa é totalmente independente do local de injeção e de consumo de energia, compreendendo a rede de um modo idêntico, "*dando origem à uniformidade tarifária em termos geográficos, pelo menos para um mesmo nível de tensão*." (cf. *Ibidem*.)

O princípio da uniformidade tarifária não é imutável ou inamovível, pode ser discutido, inclusive, numa perspetiva de reajustamento de custos e de reduções reais nas tarifas. Porém o caminho que vem sendo seguido pelo legislador e pela entidade reguladora, valoriza este princípio como um dos pilares da estabilidade do sistema elétrico nacional.

A este propósito e pela sua importância, referimos a Portaria 31-A/77 de 21 de janeiro onde o legislador atento ao aumento de custos no sistema e querendo reconhecer a unificação tarifária do País, com a supressão das acentuadas assimetrias veio adotar "*medidas para limitar transitoriamente os acréscimos incidindo sobre os consumidores que em certas regiões do País beneficiam da tarifas mais baixas e que, por força da desejada unificação tarifária, serão necessariamente atingidos por acréscimos superiores à média."*

Mais recentemente e consolidando a importância deste princípio, o Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de fevereiro veio considerar para o cálculo e fixação das tarifas a uniformidade tarifária "de modo que o sistema tarifário se aplique universalmente a todos os clientes, promovendo-se a convergência dos sistemas elétricos do continente e das Regiões Autónomas;" artigo 61º, al. b). Igualmente o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico veio no seu artigo 5.º consolidar a importância deste princípio.

A importância do princípio da uniformidade tarifária no sistema elétrico nacional, tal como enunciado na *Lei n.º 31/2017 de 31 de maio*, implica que sejam mitigadas eventuais desconformidades entre o nível de receitas e de custos regulados e, no caso de a opção recair sobre um dos 3 exercícios de agrupamento de áreas, da Proposta de Delimitação Territorial apresentada pela ERSE, será necessário um novo sistema de compensações e transferências, aliás à semelhança do que já acontece com as Regiões Autónomas.

Contudo, o CT salienta que é necessário ter em conta que o princípio da uniformidade tarifária é aplicado a um modelo territorial assimétrico, donde resultarão áreas de concessão muito díspares, na sua dimensão, na densidade de consumidores e no contexto económico e social local, constatando a ERSE que as concessões da maior parte do território continental são deficitárias (17 das 23 CIM) e que as previsões

demográficas e económicas de longo prazo demonstram que esta tendência se agravará ao longo do período da próxima concessão BT.

Assim, a uniformidade tarifária, tal como enunciado na Lei n.º 31/2017 de 31 de maio, implica a obrigatoriedade de mitigar eventuais desequilíbrios entre a receita de usos de rede e os proveitos permitidos para recuperar os custos considerados eficientes e aceites pelo regulador, pelo que será necessário criar um sistema de compensações e de transferências financeiras entre os ORD, que serão ajustadas anualmente e serão previsivelmente crescentes ao longo da concessão.

Exemplo extraído dos estudos da ERSE, demonstrando o défice de exploração da CIMLT (situação comum a 17 das 23 CIM) e a necessidade de compensação financeira por outros ORD

CIM	URDbt (2016)	Renda	URDbt- Renda	Custos estimados pela ERSE	Défice (a compensar por outros ORD)
Lezíria do Tejo	18 889 000€	9 068 000€	9 821 000€	17 659 550,00€	-7 838 550,00€

O CT recomenda à ERSE que este sistema de compensações seja definido e apresentado aos concorrentes nos documentos concursais.

8. Redes Inteligentes

Num horizonte de 20 a 30 anos[83] as redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão estarão completamente automatizadas e digitalizadas, dando resposta aos desafios da produção e microprodução distribuída, ao armazenamento distribuído (não necessariamente sob a forma de eletricidade), à penetração do veículo elétrico e à gestão da procura, através de tarifas dinâmicas e relações diretas entre utilizadores, que serão simultaneamente produtores e consumidores.

É neste contexto que surge o conceito de "rede inteligente" definida pelo *Council of European Energy Regulators* (CEER)[84].

As redes serão organizadas em setores, automática e permanentemente reconfiguráveis, tendo condições para funcionar em ilhas autónomas, com a capacidade de se religarem às redes para suprir picos de consumo ou, mais frequentemente, apoiar as redes com os excedentes do seu balanço energético. As comunidades de energia estarão completamente desenvolvidas e, através de uma participação ativa e informada, os seus membros beneficiarão de um conjunto alargado de novos serviços, recursos e formas de partilhar energia, sem necessidade de intervenção do ORD que será, na expressão feliz da ERSE, invisível.

Nesta mudança de paradigma das redes integradas e digitalizadas, as palavras chave serão recolha de informação (através da IoT), análise de dados (*data mining, machine leraning, digital twins*) e conectividade, permitindo a troca massiva de informação entre utilizadores, entre utilizadores e máquinas e entre máquinas e máquinas.

Este processo de digitalização está presentemente em curso nas redes elétricas nacionais, com a instalação de contadores inteligentes, concentradores de informação ao nível dos PT e sistemas de informação poderosos e seguros, que permitem responder aos desafios atuais da integração de produção descentralizada, do veículo elétrico e da criação de condições favoráveis para a participação ativa dos consumidores no mercado ("*demand response*"), com investimentos nas seguintes áreas:

[83] VISION 2050 *Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment*; ETIP SNET – EC.

[84] *Smart grid is an electricity network that can cost-efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically-efficient, sustainable power systems with low losses and high levels of quality and security of supply and safety.*

- Sensorização e Monitorização - preparação da rede para habilitar a recolha de mais informação e com maior fiabilidade, de modo a permitir uma operação mais rápida e inteligente;
- Automação e Telegestão – automatização e gestão ativa da rede através da instalação de novos componentes e funcionalidades com caraterísticas tecnológicas avançadas;
- Telecomunicações e Cibersegurança – modernização dos sistemas de telecomunicações e implementação de medidas destinadas a aumentar o nível de cibersegurança;
- Automação do Processamento e Análise de Dados – necessidade de aumentar a capacidade de processamento e análise dos dados recolhidos da rede.

Esta realidade tem conduzido a necessidades de investimento crescentes em novas soluções tecnológicas que permitam efetuar a operação das redes de forma eficiente e com elevados padrões de segurança de abastecimento e de qualidade de serviço, situação que se acentuará no futuro.

Diversos estudos internacionais (*Navigant Research*) estimam que a integração e a digitalização das redes de distribuição irão multiplicar os custos de investimento para 2,5 vezes o nível atual e que nalguns setores, como o da iluminação pública eficiente e dotada de equipamentos de telegestão, o custo do investimento deverá ser 3 a 6 vezes superior ao atual.

A capacidade de aumentar o investimento em redes inteligentes, reconhecida e estimulada pela ERSE no atual período regulatório através da atribuição de incentivos, ficará prejudicada se do novo modelo de gestão da BT resultar, como se prevê, um aumento dos custos de operação e perda de eficiência global do sistema.

Assim, o sistema elétrico ficará sob uma enorme necessidade de acentuar o caminho para a eficiência de custos na operação das redes BT, libertando recursos para o reforço dos investimentos em redes inteligentes, sem colocar mais pressão sobre as tarifas.

A. PROCEDIMENTOS

1. Procedimento de Consulta Pública

Nos termos dos artigos 5º e 6º da Lei n.º 31/2017 de 31 de maio, e os números 1 e 2 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018 de 4 de janeiro, compete à ERSE: propor a área territorial dos procedimentos, com base em estudos técnicos e económicos e elaborar um estudo com os aspetos e parâmetros que importa fixar no programa de concurso tipo e no caderno e encargos tipo.

Ambas as propostas acima referidas foram pela ERSE apresentadas à DGEG e à ANMP, e submetidas a consulta pública em 29 de junho. A sujeição destas propostas a um processo de consulta pública revela, mais uma vez, a preocupação da ERSE em envolver e ouvir as diversas entidades que estão envolvidas neste complexo procedimento.

Posteriormente, a ERSE apresentará a sua proposta final ao membro do Governo responsável pela área da economia, cabendo ao Governo aprovar o programa do concurso tipo e o caderno de encargos tipo, além de aprovar a minuta dos contratos, nos termos do art.º 6º da Lei n.º 31/2017 de 31 de maio e dos números 3 e 4 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018 de 4 de janeiro.

Por fim, cabe aos municípios tomar a decisão no que respeita à definição da área territorial de cada procedimento concursal, aprovar as peças procedimentais, adjudicar e acompanhar a concessão, tal como consagrado no artigo 31º do Decreto-Lei n.º 29/2006, artigo 5º da Lei n.º 31/2017 de 31 de maio e nos números 5 e 6 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018 de 4 de janeiro.

O esquema abaixo formulado pela ERSE, representa os diferentes passos que compõem o processo preparatório de lançamento dos procedimentos concursais:

Parafraseando a entidade reguladora: a ERSE propõe, o Governo regulamenta e os Municípios decidem.

2. Procedimentos Preparatórios

O presente processo de lançamento de procedimentos concursais simultâneos em 2019, enquadrado pela Lei n.º 31/2017 de 31 de maio, e pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018 de 4 de janeiro, tem sido acompanhado de perto pela ERSE, com o objetivo de assegurar que o processo decorra de forma informada e esclarecida.

Para este efeito a ERSE produziu e disponibilizou no seu sítio da internet ao público em geral, e em especial aos municípios, os seguintes materiais:

- Guia - Distribuição de energia elétrica em BT;
- Guia - Caracterização das redes de distribuição em BT;
- Brochura sobre Qualidade de Serviço;
- Dados de caracterização da rede BT por concelho;
- Apresentação powerpoint das sessões de esclarecimento realizadas junto dos municípios.

Não obstante as iniciativas realizadas pela ERSE com o propósito de contribuir para o correto esclarecimento de todos os envolvidos neste processo, considera o CT que o sucesso de uma operação concursal com caraterísticas tão específicas, estará fortemente dependente da qualidade da informação disponibilizada aos municípios, designadamente o detalhe de informação necessário a uma esclarecida vontade de decisão destes, seja ela qual for.

Nesse sentido, torna-se essencial a disponibilização da necessária desagregação de dados, por município, nomeadamente no que respeita aos sobrecustos resultantes das áreas propostas pela ERSE; a informação relativa à perda de eficácia e consequentes sobrecustos resultantes da separação da AT/MT da BT; bem como informação sobre quais os sobrecustos não quantificados pela ERSE. Considera o CT que o documento em consulta não disponibiliza esta informação, o que poderá dificultar uma tomada de posição esclarecida pelos concedentes e pelos potenciais concessionários.

B. PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS

1. A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, aprovou os princípios e regras gerais relativos à organização dos procedimentos de concurso público para atribuição, por contrato, de concessões destinadas ao exercício em exclusivo da exploração das redes municipais de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) em Portugal Continental.
2. O Art.º 2º do suprarreferido diploma legal, dispõe que a concessão municipal para a distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) e o respetivo procedimento de concurso público obedecem aos seguintes princípios:

a) *Salvaguarda da neutralidade financeira para os consumidores de eletricidade e para o Orçamento do Estado;*

b) *Promoção da eficiência económica e das condições de desempenho eficaz do sistema objeto da concessão, salvaguardando a qualidade e abrangência do serviço público atualmente prestado como mínimo a assegurar;*

c) *Promoção da coesão territorial quanto à sustentabilidade das concessões e ao nível de qualidade do serviço prestado;*

d) *Salvaguarda da uniformidade tarifária no país;*

e) *Nivelamento das condições estruturais de desenvolvimento da atividade de distribuição de energia elétrica, nomeadamente em termos de custos e de incremento dos padrões de qualidade do fornecimento do serviço público;*

f) *Promoção da gestão de energia e da eficiência energética pelos municípios, sem que esse esforço envolva prejuízo na justa remuneração devida aos municípios como concedentes;*

g) *Garantia de inexistência de custos acrescidos a repercutir nos consumidores, designadamente através das tarifas de uso de redes, ou em custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, decorrentes da aplicação e adoção do novo modelo concursal;*

h) *Defesa da estabilidade do emprego, com a salvaguarda dos postos de trabalho e dos direitos dos trabalhadores afetos às concessões, nomeadamente em situações de transmissão ou cessação da concessão, bem como a exigência do cumprimento da legislação laboral, incluindo no que respeita aos vínculos efetivos e à contratação coletiva atualmente em vigor.*

3. Por seu turno, o Art.º 3º da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, estipula que a concessão da atividade de distribuição de energia elétrica em BT atribuída nos termos desta lei é remunerada mediante o pagamento, pela concessionária, de uma renda anual, inserida nas tarifas de uso das redes de distribuição em BT, cujo cálculo é feito nos termos do Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, alterado pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, com observância dos princípios da uniformidade tarifária e da equalização da rentabilidade das concessões, não sendo os demais encargos assumidos pelos concessionários no âmbito dos contratos de concessão reconhecidos ou refletidos nas tarifas reguladas aprovadas pela Entidade Reguladora do Setor Energético (ERSE).

4. No que diz respeito ao lançamento dos procedimentos concursais para atribuição de concessões municipais da atividade de distribuição de energia elétrica em BT, este diploma estabelece que os mesmos são lançados em 2019, de forma sincronizada, abrangendo todos os municípios ou entidades intermunicipais que não tiverem optado pela gestão direta daquela atividade, correspondendo cada procedimento concursal a uma área territorial delimitada de acordo com o princípio da coerência territorial, sendo preferencialmente utilizada a delimitação territorial das entidades intermunicipais.

5. Em 11 de Janeiro de 2018 foi publicada a Resolução do Conselho de Ministros N.º 5/2018, que procede à aprovação do programa das ações e dos estudos a desenvolver pela ERSE em estreita articulação com a DGEG e a ANMP e dos diversos atos a aprovar, por forma a assegurar o objetivo do lançamento dos procedimentos de concurso público para atribuição das concessões no início de 2019, clarificando ainda as competências das diferentes entidades neste processo.

Assim:

À ERSE compete:

a) Propor a delimitação da área territorial de cada procedimento de concurso a lançar;

b) Elaborar um estudo, a apresentar ao membro do Governo responsável pela área da economia, com os aspetos e parâmetros que importa fixar no programa de concurso tipo e no caderno de encargos

tipo para a atribuição de concessão da atividade de exploração das redes de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT);

c) Regular, regulamentar, supervisionar e sancionar os operadores que venham a exercer a função de ORD no território nacional.

Ao membro do Governo responsável pela área da economia compete:

a) Aprovar por Portaria, no prazo de 60 dias após a apresentação pela ERSE do estudo suprarreferido, o programa de concurso tipo e o caderno de encargos tipo para a atribuição de concessão da atividade de exploração das redes de distribuição de eletricidade em BT, ouvida a Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP) e as entidades intermunicipais.

Aos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças, das autarquias locais e da energia compete:

b) Aprovar por Portaria, no prazo de 60 dias após a apresentação pela ERSE do estudo suprarreferido, as minutas de contrato tipo de concessão da atividade de exploração das redes de distribuição de eletricidade em BT, ouvidas a ANMP e a ERSE.

Aos Municípios/Entidades Intermunicipais compete:

a) Decidir, até ao final do terceiro trimestre de 2018, sobre a definição da respetiva área territorial para efeitos de procedimento concursal, ou sobre a intenção de proceder à exploração direta;

b) As entidades que integram os agrupamentos de entidades adjudicantes aprovam as peças dos respetivos procedimentos até ao final de 2018;

c) No caso da adoção de uma área territorial diferente da proposta pela ERSE, anexar aos cadernos de encargos dos procedimentos os estudos técnicos e económicos que serviram de base a essa opção.

A proposta em apreço na presente Consulta Pública visa dar cumprimento às disposições legais atrás referidas cabendo ao CT pronunciar-se com vista a garantir e avaliar a observância dos princípios legalmente previstos, designadamente a não existência de sobrecustos para os consumidores e a manutenção do equilíbrio económico das empresas.

3. DIMENSÃO DAS ÁREAS

3.1 Enquadramento e objetivos

A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, aprovou os princípios gerais relativos à organização dos procedimentos de concurso público e estabeleceu que cada procedimento concursal tem uma área territorial delimitada.

A definição da área abrangida por cada procedimento deve observar o princípio da coerência territorial e a utilização das entidades intermunicipais como referência preferencial para a definição da área territorial, exceto se razões ponderosas determinarem critério diferente.

A definição territorial pertence aos órgãos competentes dos municípios sob proposta da ERSE elaborada com base em estudos técnicos e económicos.

O conjunto de princípios gerais consagrados no artigo 2º da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio foram agrupados pela ERSE em dois objetivos complementares à realização dos estudos técnicos e económicos sobre a delimitação da área territorial:

a) O primeiro consiste em garantir que a realização da atividade de distribuição de energia elétrica em BT não ponha em causa a eficiência económica, as condições de desempenho eficaz do sistema objeto da concessão e seja financeiramente neutra em comparação com a situação atual;

b) O segundo visa garantir a coesão territorial, a sustentabilidade das concessões e o princípio da uniformidade tarifária (promovendo a homogeneidade nos custos e eficiência económica entre as áreas territoriais).

3.2 Metodologia seguida

No estudo, para identificar a dimensão de suporte à definição das áreas, a ERSE realizou os seguintes passos:

a) Efetuou uma análise da literatura científica por forma a compilar eventuais evidências de relação entre dimensão e eficiência;

b) Efetuou uma avaliação de desempenho de empresas de vários países (*benchmarking*), consoante a sua dimensão:

- *Benchmarkings,* considerando empresas pequenas ou microestruturas;
- *Benchmarkings* considerando empresas com dimensões em linha com a EDP Distribuição.

A análise efetuada à literatura científica a ERSE concluiu que a atividade de distribuição de energia elétrica tem rendimentos crescentes à escala, ou seja, quanto maior a atividade, menor o custo por cliente, e que, a partir de um determinado nível de atividade, o crescimento da escala já não apresenta ganhos em termos de custos unitários por cliente.

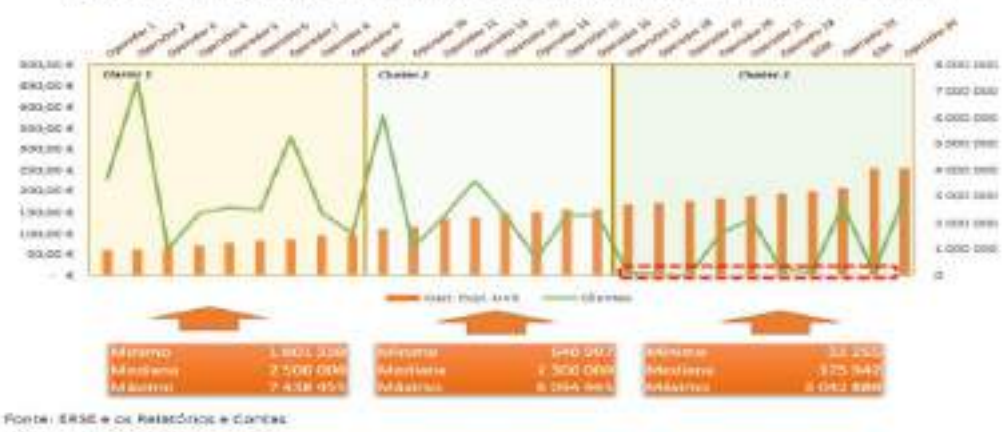
A ERSE realizou ainda dois exercícios de *benchmarking, a saber:*

Primeiro exercício de *benchmarking* - foi recolhida uma amostra (Amostra 1) de 38 operadores (entre os quais 6 cooperativas portuguesas) com informação financeira e física exclusivamente associada ao desenvolvimento da atividade de distribuição em BT.

A análise a esta amostra permitiu concluir que para estas dimensões de pequenos e médios operadores em BT, os custos de exploração unitários são muito superiores aos que se verificam atualmente no SEN. Os custos unitários mais baixos para os diferentes operadores nesta amostra, rondam os 88€/cliente, quando o custo operacional por cliente em Portugal, em 2016, foi de 47,1€ em BT.

Segundo exercício de *benchmarking* - foi utilizada uma amostra (Amostra 2) de médios e grandes ORD a operar nos três níveis de tensão (BT, MT e AT). Com base na análise de *cluster,* foram definidos dois grupos de empresas que se distinguem pelo nível de custos de exploração. O primeiro grupo de ORD tem custos unitários mais baixos e subdivide-se em dois *clusters* (diferenciam-se ligeiramente pelo nível de custos). O segundo grupo (*cluster* 3) tem custos unitários significativamente mais elevados e é composto por empresas mais pequenas.

Figura 3-10 - Relação entre Custos Unitários e Dimensão (Clusters baseados no custo unitário)



Fonte: ERSE e os Relatórios e Contas

Com a realização deste segundo exercício de benchmarking, a ERSE ao verificar que a empresa de menor dimensão que integra o grupo dos custos unitários mais baixos (clusters 1 e 2) tem cerca de 640 000 clientes, conclui que 600 000 clientes deve ser a dimensão mínima a partir da qual o redimensionamento da atividade de distribuição em BT não irá gerar de forma quase inequívoca perda de eficiência e acréscimo de custos face à situação atual.

Relativamente a este segundo exercício de benchmarking, e às conclusões que a ERSE retira do mesmo, o CT considera existirem um conjunto de aspetos que necessitam de ser clarificados, mais aprofundados e quantificados:

a) Para definição da dimensão mínima de clientes foi utilizada a amostra 2 onde estão ORD cuja atividade incide não só em BT como também em MT e AT, logo, os custos de exploração refletem também um conjunto de sinergias associadas ao desenvolvimento da atividade de forma integrada entre os três níveis de tensão.

   No estudo não foram identificados nem calculados os sobrecustos das perdas de eficiência técnica e financeira que podem advir da mudança do atual paradigma para operadores que operem exclusivamente em BT.

   Adicionalmente, não há evidências no estudo apresentado pela ERSE em como os ganhos de escala se extingam a partir do patamar de 600 mil clientes.

b) Na análise da amostra 2, os custos de exploração unitários da EDP D (111,28€) incluem valores que põem em causa a sua comparabilidade e equivalência, potencialmente, as rendas de concessão pagas aos municípios, os custos da rede de iluminação pública, entre outros.

   A título de exemplo, se os custos com as rendas de concessão fossem isolados dos custos de exploração da EDP D, os resultados do *benchmarking* seriam diferentes, na medida em que a EDP D passaria a integrar o *cluster* 1, onde os ORD têm dimensões acima de 1 milhão de clientes.

c) Neste estudo, a ERSE apenas considerou os custos operacionais. Partindo do princípio de neutralidade financeira para os consumidores, que é uma das bases orientadoras desta análise, não foram, porém, identificados, nem quantificados os impactes económicos que resultarão no curto/médio prazo do arranque e desenvolvimento da atividade por outros operadores.

   A não consideração de custos de investimento não permite avaliar, nomeadamente: sobrecustos de especificações de natureza local que possam vir a ser incluídas nos cadernos de encargos, sobrecustos resultantes da multiplicação de estruturas (organizacionais, físicas e de sistemas), e efeitos da perda de escala nestes custos.

3.3 Propostas de delimitação territorial

Com o objetivo de garantir que o processo de definição das áreas territoriais não põe em causa a coesão territorial, a sustentabilidade da atividade de distribuição de energia elétrica em BT e o princípio da uniformidade tarifária, a ERSE realizou um exercício que teve em conta três vetores:

- Homogeneidade dos custos por clientes;
- Homogeneidade em termos de eficiência;
- Proximidade territorial.

A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, além da observância do princípio da coerência territorial, refere a utilização das entidades intermunicipais como referência preferencial para a definição da área territorial, exceto se razões ponderosas determinarem critério diferente, pelo que a ERSE utilizou as 23 Comunidades Intermunicipais (CIM) para o exercício de delimitação territorial.

Agregação Base de Referência – Comunidades Intermunicipais

Tomando como base de referência a utilização das 23 Comunidades Intermunicipais para o exercício de delimitação territorial, a figura seguinte apresenta a caracterização económica e os níveis de eficiência destas entidades. Quanto menores forem os desvios-padrão dos scores de eficiência e dos custos unitários, mais homogéneas serão as áreas.

Figura 4-11 - Agregação Base de Referência - Comunidades Intermunicipais

Descrição da Área Geográfica	Clientes	Custo Unitário	Score
[illegible]	164 651	[illegible]	0,67
CIM do Cávado	233 510	[illegible]	0,80
CIM do Ave	198 215	[illegible]	[illegible]
CIM do Alto Tâmega	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	94 615	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,74
CIM do Tâmega e Sousa	[illegible]	[illegible]	[illegible]
CIM do Douro	146 018	[illegible]	0,70
CIMA da Região de Aveiro	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	179 238	[illegible]	[illegible]
[illegible]	160 672	[illegible]	0,62
CIM da Região de Coimbra	[illegible]	[illegible]	0,73
CIM da Região de Leiria	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	163 700	[illegible]	0,67
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
CIM do Oeste	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	142 457	[illegible]	[illegible]
CIMAA do Alto Alentejo	[illegible]	[illegible]	[illegible]
AML - Área Metropolitana de Lisboa	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,73
CIMAA do Alentejo Central	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	421 060	[illegible]	0,74

Com a agregação inicial das CIM, a ERSE conclui existir uma heterogeneidade ao nível dos três indicadores (número de clientes - dimensão, custo unitário e nível de eficiência).

Com base nesta informação, a ERSE apresenta a consulta três propostas de delimitação territorial com o objetivo de obter áreas territoriais mais uniformes quer em termos de custos unitários, quer de eficiência e que respeitem o referencial de dimensão mínimo próximo dos 600 mil clientes.

Agregação 1

Descrição da Área Geográfica	Clientes	Custo Unitário	Score
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Média	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Desvio Padrão	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Mediana	[illegible]	[illegible]	[illegible]

Nesta proposta de agregação territorial, a ERSE refere que é cumprido o nível mínimo de dimensão considerado adequado para a atividade de distribuição em BT, mas que a delimitação territorial do Sul e Alentejo apresenta um nível de custo significativamente mais elevado face às restantes delimitações territoriais, enquanto a delimitação territorial de Lisboa, Oeste, Lezíria e Alto Alentejo apresenta o nível de custo mais baixo.

O facto desta proposta apresentar alguma discrepância em termos de custos unitários da área metropolitana de Lisboa comparativamente às restantes, motivou a ERSE a propor a agregação 2.

Agregação 2

Descrição da Área Geográfica	Clientes	Custo Unitário	Score
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Média	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Desvio Padrão	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Mediana	[illegible]	[illegible]	[illegible]

Com o objetivo de conseguir uma maior aproximação dos custos unitários apresentados na proposta de agregação 1, a ERSE propõe a inclusão da CIM do Alentejo Central na delimitação territorial que inclui Lisboa. Este ajustamento permite uma diminuição do custo da delimitação territorial do Sul sem implicar um aumento significativo do custo apresentado pela delimitação territorial que inclui Lisboa.

Agregação 3

Descrição da Área Geográfica	Clientes	Custo Unitário	Score
Norte e Centro Norte	2 900 385	76,58 €	0,97
Sul e Centro Sul	3 217 418	74,08 €	1,00
Médio	3 058 902	75,33 €	0,98
Desvio Padrão	158 517	1,25 €	0,02
Mediana	3 058 902	75,33 €	0,98

A proposta de agregação 3 foi elaborada a partir da agregação 2, juntando na primeira delimitação as delimitações localizadas a norte de Portugal Continental e na segunda delimitação aquelas localizadas mais a Sul. Assim, a proposta de agregação 3 é apenas constituída por duas grandes áreas de delimitação territorial (Norte e Centro Norte, Sul e Centro Sul).

Nesta última proposta de agregação, observa-se uma maior harmonização dos custos unitários e dos níveis de eficiência entre as delimitações territoriais.

Sobre o exercício realizado pela ERSE de apresentar a consulta pública três diferentes propostas de agregação das CIM, o CT considera essencial complementar o mesmo com a mesma análise para um cenário de uma única área de delimitação territorial. Apesar da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, mencionar a utilização das entidades intermunicipais como referência preferencial para a definição da área territorial, razões ponderosas podem, de acordo com a Lei, determinar critério diferente.

Entende ainda o CT que a ERSE deveria ter incluído uma análise comparativa das diferentes propostas de delimitação territorial face à atual situação e enquadramento de distribuição de energia elétrica em BT, nomeadamente quanto a custos unitários médios.

4. RECOMENDAÇÕES DO CT

1. No que se refere aos procedimentos concursais, entende o CT relevar:

a) A atividade de distribuição em BT, serviço público essencial, deve garantir a segurança do abastecimento, continuidade e qualidade de serviço. Atenta a complexidade e especificidade subjacente à mesma, é entendimento do CT ser fundamental a pré-qualificação dos concorrentes no que concerne à sua capacidade técnica e robustez financeira, como forma de garantir a manutenção e evolução do setor.

b) A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, prevê nos pontos 3 e 4 do Art.º 5º:

- "*A definição de uma área territorial diferente da proposta pela ERSE depende da demonstração de vantagens relevantes desse cenário alternativo para o interesse público, com base em estudos técnicos e económicos com o mesmo nível de detalhe dos produzidos pelo regulador*";
- *"O disposto no número anterior é aplicável à eventual intenção, por parte de qualquer município, de não se integrar no processo de lançamento sincronizado dos procedimentos concursais, cabendo ao referido município, nesse caso, demonstrar que a sua opção não resulta em perdas globais de eficiência, equidade e coesão territorial, face ao cenário proposto pelo regulador".*

O CT alerta para a necessidade de ser definida a entidade que procederá à validação dos referidos estudos, uma vez que a Lei é omissa nessa matéria.

c) Deverá a ERSE assegurar que no caderno de encargos dos concursos a realizar seja definido um plano rigoroso e detalhado de transição entre concessionários – atual e futuros – que deverá incluir procedimentos, prazos e pagamentos.

2. Analisado o estudo da ERSE que suporta a presente Consulta Pública, o CT entende destacar o seguinte:

a) A omissão da quantificação dos custos e proveitos por Município.

b) Não permite uma avaliação sustentada da relação de custos entre os cenários propostos e a realidade atual, o que dificulta a opção pela melhor solução.

c) A valorização dos diversos cenários de definição de área territorial propostos pela ERSE é omissa quanto ao balanço, mesmo que estimado, das variações dos custos e benefícios que decorrem dos diferentes níveis de agregação.

d) Atenta a possibilidade de os novos concessionários poderem desenvolver simultaneamente atividades reguladas e não reguladas, o CT considera que a ERSE deve adequar a este novo contexto os instrumentos necessários para acautelar a separação entre atividades, evitando nomeadamente situações de subsidiação cruzada.

e) A omissão quanto ao modelo de planeamento das redes, bem como quanto à cooperação e articulação entre os diferentes ORD.

3. No desenvolvimento deste parecer, o CT elencou um conjunto alargado de questões técnicas e riscos de sobrecustos inerentes não quantificados no estudo da ERSE, que nos termos legais não poderão ser suportados pelo Orçamento de Estado nem pelos consumidores, atento o princípio da neutralidade financeira previsto na Lei. Entende o CT recomendar ainda à ERSE o seguinte:

a) Conceber e quantificar o sistema de compensações e transferências entre os novos ORD BT, destinado a garantir a cada operador a recuperação dos proveitos permitidos através das tarifas reguladas, decorrentes da aplicação universal da uniformidade tarifária;

b) Quantificar a perda de eficiência e consequente sobrecusto resultante da separação da operação das redes de AT/MT e de BT;

c) Quantificar o montante da indemnização devida ao concessionário cessante pelo valor contabilístico residual dos ativos relacionados com a contagem de energia elétrica, o qual nos termos da Lei n.º 12/2008, de 26 fevereiro, não será remunerado pelas tarifas;

d) Quantificar os custos/benefícios decorrentes do incremento de investimento na digitalização das redes e a consequente instalação de novas plataformas e sistemas informáticos interoperacionais.

4. É assim entendimento do CT que os documentos apresentados no âmbito da consulta em apreço devem ser complementados, habilitando deste modo que sejam tomadas decisões totalmente informadas por parte dos concedentes e dos futuros concessionários, garantindo assim a efetiva comparabilidade das propostas resultantes dos concursos e assegurando as condições de estabilidade e transparência aplicáveis à contratação pública.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as propostas apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas em conformidade com as recomendações constantes deste Parecer.

Aprovado em 17 de setembro de 2018.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Instrução relativa à devolução dos créditos dos consumidores de energia elétrica ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*."[85]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento "Instrução relativa à devolução dos créditos dos consumidores de energia elétrica" solicitando a emissão de parecer.

Assim, a Secção do Setor Elétrico do CT emite o seguinte parecer:

1. Enquadramento

A ERSE fundamenta a presente proposta de instrução com a liberalização do mercado de eletricidade em Portugal que conduziu a que mais de cinco milhões de consumidores de eletricidade cessassem os respetivos contratos de fornecimento de energia elétrica com os Comercializadores de último recurso (CUR).

Segundo o preâmbulo da proposta foi apurada a existência de créditos a favor dos consumidores, não reclamados, motivados, sobretudo, por situações de cessação dos contratos:

a) pela realização de sobrepagamentos;

b) ou pela realização de pagamentos de valores estimados de energia superiores aos efetivamente consumidos.

A ERSE propõe, tendo em conta os princípios e as metodologias regulatórias consagradas nos Regulamentos Tarifários, e tomando como lugar paralelo o destino de valores não reclamados noutras situações, que os montantes em causa, decorridos cinco anos[86] desde a sua comunicação aos credores sem que estes hajam procedido ao exercício do respetivo direito, sejam atribuídos a todos os consumidores, por via das tarifas de energia elétrica.

2. Especialidade

O CT considera que os procedimentos estabelecidos na proposta de Instrução se encontram genericamente corretos, em especial a solução de devolução às tarifas dos créditos não reclamados no prazo legal.

No entanto, importa definir princípios básicos que a Instrução deve refletir:

1) A presente Instrução determina que os CUR, para créditos desta natureza, apliquem o prazo de prescrição de 5 anos, previsto no art.º 310.º, g) do Código Civil;
2) Nestes termos os CUR devolvem os créditos com antiguidade superior a 5 anos a todos os consumidores do SEN, através da Tarifa de Uso Global do Sistema (UGS).

[85] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho

[86] Pressupondo a prescrição decorrido este prazo resultante de prestações periodicamente renováveis (artigo 310.º, g) do Código Civil), no âmbito de uma relação jurídica duradora, com prestações periódicas, a que não se aplica o prazo do artigo 10.º, n.º 1, da Lei dos Serviços Público Essenciais (LSPE), aprovada pela Lei n.º 23/96, de 26 de julho.

Entende igualmente o CT que:

a) A existência desses créditos não reclamados não se deve exclusivamente à mudança dos consumidores para o Mercado Livre, mas a um conjunto mais vasto de situações (*p.ex. morte dos titulares dos contratos; ausência das suas residências; cessação de atividade de empresas, etc.*) pelo que o CT considera que a Instrução se encontra redigida de forma redutora.

b) A Instrução deve ser adequada, de modo a cobrir o universo de situações que originaram esses créditos, sendo muitas vezes impossível determinar a sua origem.

c) Relativamente à aplicação no primeiro ano, o CT considera o prazo proposto manifestamente curto, o que pode condicionar a profundidade e qualidade da auditoria, atendendo a que se trata do primeiro ano de realização da mesma e que abrangerá o maior volume de informação e o maior período temporal.

Por outro lado, acresce que a realização de auditoria autónoma com carácter de urgência terá custos consideráveis, que o CT entende não se justificarem.

Assim, atendendo ao momento em que surge esta proposta de instrução, o CT recomenda que a informação se reporte a 31 de dezembro de 2018 e que a referida auditoria seja realizada no âmbito da auditoria às contas reguladas conforme estabelecido no Regulamento Tarifário.

De igual modo o CT entende que a data de produção de efeitos desta Instrução deverá ser 1 de janeiro de 2019, atenta a necessidade de adaptação dos sistemas de informação das empresas.

Relativamente aos pontos da Instrução:

a) No que respeita ao ponto 1. da Instrução, é inadequado fazer depender a devolução e repercussão dos créditos do efetivo "*conhecimento*" dos consumidores quanto à sua existência, uma vez que podem ocorrer situações em que os CUR tenham comunicado a existência do crédito de forma correta, mas o consumidor, por algum motivo, não chegou a tomar conhecimento da sua existência.

   Nesse sentido, propõe-se substituir o termo "*conhecimento*" dos direitos de crédito por "*comunicação da existência desses créditos por parte dos comercializadores de último recurso aos respetivos titulares*" (expressão, aliás, usada noutras passagens da Instrução).

b) Também quanto ao ponto 2. da Instrução, é necessário introduzir alguma segurança jurídica quanto ao que se entende serem créditos "*devidamente comunicados*" ao consumidor titular dos mesmos, propondo-se aqui um aditamento que vise clarificar que, para efeitos da Instrução, se considera que tal comunicação foi devidamente efetuada quando tenha sido dirigida para o endereço contratualmente convencionado no contrato cessado.

c) No ponto 3. deve retirar-se a expressão "final" porque durante a vigência do contrato podem existir outros acertos.

d) Atenta a finalidade desta instrução o CT considera suficiente a desagregação por nível de tensão, questionando a utilidade do disposto nas alíneas a) e c) do ponto 4, considerando os eventuais sobrecustos.

e) No ponto 6. considera o CT mais correta a utilização dos termos do Regulamento Tarifário "[….] *é deduzido ao proveito permitido do ano t, da atividade de comercialização por nível de tensão, sendo recuperado pelos consumidores de cada nível de tensão, através das respetivas tarifas de acesso, na componente UGS*".

f) Finalmente, considera-se que o RT terá que acomodar esta situação.

3. Conclusões

O CT considera que a proposta de Instrução da ERSE deve ser revista de acordo com as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 10 de agosto de 2018.

3. PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO

◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2020-2029 (PDIRT-E 2019) ◆ [Consulta Pública n.º 83]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*."[87]

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

No decurso da elaboração deste Parecer:

- A REN efetuou uma apresentação do PDIRT- E 2019 ao CT em 11 de fevereiro de 2020;
- A ERSE remeteu ao CT a "Apresentação da Consulta Pública relativa à proposta de PDIRT-E-2019", em 16 fevereiro de 2020.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "Proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2020-2029 (PDIRT-E 2019)", cabendo ao CT emitir parecer até 26 de fevereiro de 2020.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

O Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua atual redação, estabelece que a REN – Rede Elétrica Nacional, S.A., enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) deve elaborar, de dois em dois anos, o plano de desenvolvimento e investimento decenal da rede de transporte, tendo por base a caracterização técnica da rede e da oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados.

Assim, cada novo plano representa uma evolução face ao exercício de planeamento anterior, permitindo um ajuste do plano anterior em função da evolução das necessidades do Sistema Elétrico Nacional (SEN). Este ajuste é realizado quer em termos de calendarização dos projetos já aprovados, quer em termos da introdução de novos projetos necessários para cumprir os objetivos globais do planeamento face a novos desenvolvimentos e aos novos anos do horizonte temporal do PDIRT-E.

Nos termos da Legislação em vigor o ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do plano nacional quinquenal de investimento na rede de transporte é o seguinte:

[87] Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

Figura 1-1 – Esquematização de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRT-E 2019

Fonte: ERSE

II

ESPECIALIDADE

A. ENQUADRAMENTO

O PDIRT-E 2017, na sua versão final, integrou muitas das contribuições recebidas durante a Consulta Pública e as principais recomendações contidas no parecer da ERSE, tendo sido aprovado em 14 de fevereiro de 2019, prevendo um investimento no total de 535 M€ durante o período de 2018 a 2022, dos quais:

- ✓ 468 M€ relativos ao primeiro quinquénio (2018-2022) e,
- ✓ 67 M€ relativos a um projeto proposto inicialmente para o segundo quinquénio que o concedente considerou ser necessário antecipar.

O operador da RNT (ORT) classificou e quantificou os projetos aprovados em:

- ✓ Projetos Base: 240 M€;
- ✓ Projetos Complementares: 295M€.

A proposta de PDIRT-E 2019, em análise, dá continuidade ao exercício de planeamento de 2017 apresentando propostas de investimento para o seu período de abrangência, (que é de 2020 a 2029), propondo:

- ✓ Primeiro quinquénio (2020-2024):196 M€ e,
- ✓ Segundo quinquénio (2025-2029): 548 M€.

Assim, existe um período de sobreposição temporal dos referidos PDIRT, sendo que na presente proposta são identificados um conjunto de novos projetos de investimento, quer Projetos Base, quer Projetos Complementares, que serão adicionais àqueles que já foram aprovados no PDIRT-E 2017 para o período de 2020 a 2022.

A proposta de PDIRT-E 2019 apresenta para o 1º quinquénio projetos de investimentos que totalizam 196 milhões de euros, a saber:

- ✓ Projetos Base: 142 milhões de euros;
- ✓ Projetos Complementares: 54 milhões de euros.

Quadro 2-1 – Investimento aprovado (PDIRT-E 2017) e em apreciação (proposta de PDIRT-E2019)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL M€
PDIRT-E 2017 (já aprovado)	55	60	92	245	13	67*	-	535
PDIRT-E 2019 (proposta em CP)	-	-	6	19	32	68	70	196
Total (milhões euros)	55	60	98	264	48	68	70	731

* Projeto de investimento já aprovado no PDIRT-E 2017, previsto inicialmente para segundo quinquénio

Fonte: ERSE

B. PDIRT-E 2019

1. Objetivos estratégicos a alcançar e vetores de investimento

Em 2016, na Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas, Portugal assumiu o objetivo de atingir a Neutralidade Carbónica até 2050, tendo desenvolvido e aprovado o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050).

Mais tarde, o "*Special Report Global Warming of 1,5º C*" do IPCC [88], em linha com o RNC 2050 concluiu que seria na década 2021-2030 que se deveriam concentrar os maiores esforços de redução de emissões de gases que provocam efeito de estufa. Assim, foram estabelecidas metas para o horizonte 2030 e vertidas no Plano Nacional de Energia e Clima que foi aprovado em dezembro 2019 (PNEC 2030).

Do PNEC 2030 destacam-se os seguintes objetivos:

- ✓ 47% de renováveis no consumo final bruto de energia até 2030;
- ✓ 35% de redução do consumo de energia primária até 2030;
- ✓ 65% de redução da dependência energética;
- ✓ 15% de meta para as interligações elétricas;

Tendo em conta estes objetivos, entende-se que o ORT tenha um papel preponderante para que se consiga alcançar algumas destas metas. Consequentemente, os seus vetores de investimento terão obrigatoriamente de refletir os compromissos assumidos por Portugal.

Por um lado, as interligações energéticas permitem não só o desenvolvimento do mercado interno de energia, como também contribuem para a integração dos vários mercados europeus, garantindo uma maior segurança de abastecimento, aumentando a concorrência e a estabilidade dos mercados de energia.

Por outro lado, o SEN necessita de ter capacidade de integração das fontes de energia renovável que se espera que venham a suprir 47% do consumo. Pese embora que nem toda esta nova capacidade renovável se venha a ligar diretamente à RNT, poderemos assistir, cada vez mais, a inversão do trânsito de energia e assim sendo tanto as redes de distribuição como de transporte terão de estar preparadas para esta mudança de paradigma.

[88] IPCC- *Intergovernmental Panel on Climate Change*

2. Evolução da oferta de capacidade de produção

O ORT considerou como pressuposto o cenário Ambição do RMSA-E 2018. Foi considerada a manutenção da central térmica de Sines e Pego até 2025, e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até 2029. Nesse sentido, a REN incluiu no PDIRT-E 2019 um comentário referindo que se encontram previstos estudos adicionais incorporando informações mais recentes sobre a evolução da rede e do parque produtor em Portugal, nomeadamente tendo em consideração as metas e objetivos que constam no PNEC 2030.

Após o processo de conclusão da proposta de PDIRT-E 2019 e respetiva entrega à DGEG no prazo regulamentarmente estipulado, o XXII Governo incluiu no seu programa para a legislatura em vigor, apresentado em outubro de 2019, o objetivo de descomissionar as centrais a carvão de Sines até 2023 e do Pego 2021.

Como este cenário de oferta se alterou recentemente, a versão final do PNEC 2030 antecipa o descomissionamento das centrais a carvão, o ORT poderá ter de ajustar a proposta de planeamento em consonância, podendo ter impacto na antecipação de projeto (s) previsto (s) no 2º quinquénio.

Por outro lado, no que respeita à nova produção a partir da Grande Hídrica, a atual proposta de PDIRT-E 2019 considera no horizonte temporal 2029:

- ✓ O adiamento da Central do Fridão conforme decisão de 2016 do Ministério do Ambiente;
- ✓ A entrada em serviço das centrais de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega até 2029.

O ORT refere ainda que o crescimento da componente de produção renovável no mix energético nacional, tem exigido uma expansão da rede para integrar esta nova produção, localizada primordialmente longe das áreas de maior consumo.

O CT regista as tendências que igualmente refletem novos vetores de desenvolvimento a que assistimos não só em Portugal como no resto da Europa:

- ✓ A cada vez maior penetração de produção distribuída, nomeadamente alavancada por um quadro regulamentar que permite que grupos de consumidores partilhem energia em autoconsumo coletivo (já a partir de 2020) ou que se venham a organizar em Comunidades de Energia Renovável (em 2021);
- ✓ A possibilidade de participação do consumo nos serviços de sistema, mesmo que numa fase inicial apenas os grandes consumidores possam prestar esses serviços, e considerando também a possibilidade de no futuro existirem agregadores que permitam uma maior participação dos consumidores.

Considera ainda o CT que estes fatores não deixarão de ter impacto no planeamento das redes de distribuição e consequentemente no da rede de transporte nacional.

3. Análise da procura

A atual proposta incorpora a evolução da procura prevista no RMSA-2018, que reflete as orientações de política energética do Governo e publicado pela DGEG, adotando, como cenário base para o exercício de planeamento, o cenário Central Ambição do RMSA-E 2018, a que corresponde uma Taxa de Crescimento Médio Anual (TCMA) de 0,6%, considerando as medidas de eficiência energética e incorporação de veículos elétricos, com as alterações significativas de acordo com as metas consagradas na proposta do PNEC 2030.

Na última proposta do PDIRT-E 2017, foi adotado como cenário base, o cenário Inferior do RMSA-2016.

Os valores da procura estimados para os próximos anos foram revistos ligeiramente em alta neste PDIRT-E 2019 em comparação com o PDIRT-E do período 2018-2027. A REN faz notar que o mesmo poderá

acontecer na próxima versão do plano (2021), onde os valores serão novamente revistos em sede de planeamento de rede.

Ainda assim, o CT faz notar a necessidade de se considerarem os níveis de carga na rede expectáveis e a possibilidade de se antecipar projetos sempre que se revelem adequados. Para prevenir eventuais constrangimentos na operação da rede, e em linha com o que foi defendido no último parecer do CT sobre o PDIRT-E 2017, aconselha-se que se flexibilize este período temporal em função das situações específicas que possam vir a ocorrer.

O ORT menciona em diferentes pontos do PDIRT-E 2019 que a resposta ativa da procura carece de legislação e regulamentação própria não se encontrando ainda suficientemente madura.

O CT considera que a sua relevância pode ter um impacte reduzido pelo menos nos anos mais imediatos, mas antevê que no final do 1º quinquénio, o mais tardar durante o 2º, a flexibilidade da procura será uma realidade incontornável que poderá ter um papel relevante no SEN com impactos no planeamento das redes de distribuição e transporte de eletricidade.

Assim, o CT aconselha que o ORT continue a acompanhar e monitorizar, em articulação com o operador da RND, os aspetos relacionados com a flexibilidade da procura, de forma a traduzir esses efeitos no exercício de planeamento logo que a informação a diferentes cenários de procura disponível permita evidenciar as respetivas tendências.

4. Caracterização da atual rede de transporte

Em 31 de dezembro de 2018, a RNT tinha em serviço 68 subestações, 11 postos de corte, 2 postos de seccionamento, 1 posto de transição e cerca de 8 907 km de linhas de transporte de 150, 220 e 400 kV.

Os principais centros de consumo situam-se maioritariamente na faixa litoral centro-norte (com especial intensidade nas áreas metropolitanas do Porto e de Lisboa) e do Algarve (em que a ponta anual ocorre no verão, ao contrário das demais regiões de maior consumo). A evolução da distribuição geográfica das cargas tem variado pouco ao longo dos últimos 10/15 anos e não se espera que haja alteração significativa do seu padrão para o período de análise deste Plano.

Em contrapartida, a distribuição geográfica do parque electroprodutor tem-se alterado significativamente desde meados da primeira década deste século, mobilizada pela entrada em serviço de centros electroprodutores a partir de fontes de energias renováveis endógenas, designadamente a eólica, com maior dispersão e incidência nas zonas montanhosas do centro interior e norte de Portugal continental.

O padrão de dispersão geográfica e afastamento da produção em relação aos principais centros de consumo continuará na próxima década, mercê da esperada entrada em serviço de novos centros electroprodutores, quer de nova produção hidroelétrica de grande potência, quer de outras renováveis, designadamente de solar fotovoltaica (localizada em particular no Alentejo e Algarve, mas não só) e de eólica *onshore* em zonas onde ainda existe potencial por explorar no centro interior e norte de Portugal continental.

A RNT deve dar resposta às solicitações associadas às pontas síncronas de carga (e a um nível mais desagregado às pontas de carga locais) e às pontas de utilização.

Historicamente, a ponta síncrona de carga do SEN tem apresentado ao longo dos anos uma evolução com valores superiores aos da ponta de utilização da RNT, situação que se manteve até 2015. A partir de 2012, observa-se uma tendência de aumento significativo da taxa de variação anual da ponta de utilização RNT, constatando-se, a partir de 2016, um valor daquela superior ao da ponta síncrona do SEN, situação que ainda se mantinha em 2018, conforme gráfico da figura seguinte.

Fonte: PDIRT-E 2020-29 – Proposta REN, p. 41, julho 2019

A saturação da capacidade de interligação disponível tem como consequência a separação de mercados (*market splitting*). Sendo a competitividade entre os agentes de mercado inversamente proporcional ao número de horas em que esta situação de *market splitting* ocorre, pretende-se que a ocorrência destas situações seja minimizada, tendo sempre presente o racional económico dos custos associados ao reforço das redes para aumento da capacidade de interligação e a maior competitividade possibilitada por esse acréscimo de capacidade.

Da análise da figura seguinte verifica-se que no último quinquénio a percentagem de tempo em que ocorreu *market splitting* foi inferior a 8%.

Fonte: PDIRT-E 2020-29 – Proposta REN, p. 46, julho 2019

O indicador de adequação da transformação pretende representar, em cada período (ano), uma taxa de adaptação média da capacidade de transformação em serviço nas subestações da RNT, às condições de exploração, para que seja monitorizada a garantia de abastecimento da carga natural e o escoamento da produção embebida (ligada em redes de tensão igual ou inferior à Alta Tensão), bem como avaliada a adequação do investimento realizado de uma forma objetiva e transparente.

O valor deste indicador de adequação, de acordo com o ORT, em termos médios, não deverá ultrapassar o valor de 0,95, para que seja possível acomodar taxas de crescimento locais das cargas e outras incertezas, no sentido de assegurar em tempo útil a adequação da transformação.

A figura seguinte apresenta a evolução deste indicador na última década.

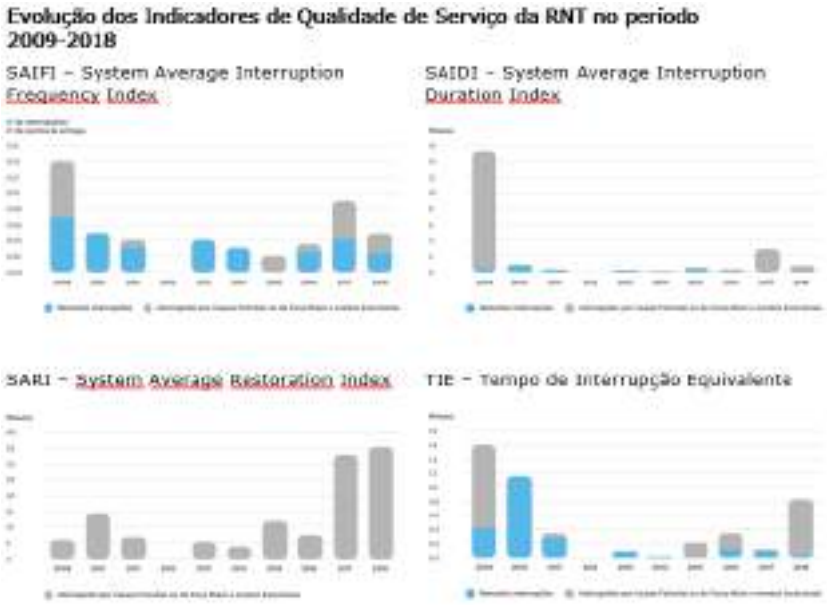
Fonte: PDIRT-E 2020-29 – Proposta REN, p. 49, julho 2019

As perdas na rede estão muito dependentes dos cenários de geração/consumo (para além dos valores de trocas internacionais), constatando-se um aumento de perdas quando acontecem anos de elevada produção hídrica e/ou eólica (fruto do fator distância), tal como o registado em 2010 e que se repetiu em 2013, 2014, 2016 e 2018, ao contrário do ocorrido em 2015 e em 2017, com regimes hidrológicos muito secos. A percentagem de perdas nesta última década tem apresentado valores que oscilam entre 1,3% e 1,8%.

Fonte: PDIRT-E 2020-29 – Proposta REN, p. 51, julho 2019

Como resultado das opções de investimento efetuado na RNT para acomodar e dar seguimento às orientações de política energética, do planeamento articulado com o ORD e da política de gestão de ativos, a RNT tem conseguido manter os níveis de qualidade de serviço, ao mesmo tempo que se tem otimizado os custos operacionais.

Da análise das figuras seguintes, constata-se que, embora a tendência no período em análise seja de melhoria da qualidade de serviço da RNT, nos anos mais recentes tem-se assistido a uma estabilização destes indicadores.



Fonte: PDIRT 2020-29-E – Proposta REN, p. 52, julho 2019

5. Classificação e caracterização dos projetos de investimento

Na anterior proposta de PDIRT (PDIRT-E 2017), ORT adotou uma nova linha de orientação do plano identificando claramente os projetos para os quais solicitava uma Decisão Final de Investimento (DFI), a emitir pelo Concedente em tempo útil.

Assim, à semelhança da proposta de PDIRT-E 2017, o operador da RNT mantém a classificação dos projetos de investimento em função do controlo que considera ter sobre as variáveis que justificam a necessidade dos mesmos, segmentando os projetos de investimento propostos em duas classes: os Projetos Base, projetos que são, eles mesmos, a proposta do Plano de investimentos que decorre da iniciativa do ORT e um outro conjunto de projetos, os Projetos Complementares, que representam soluções que o ORT dispõe para dar resposta a necessidades associadas a medidas de política energética ou de sustentabilidade socioambiental.

- ✓ Os Projetos base constituem aqueles que, na perspetiva do operador da RNT, assumem um caráter de realização imperiosa para que este possa continuar a garantir a segurança e a operacionalidade das instalações da RNT, em conformidade com as obrigações decorrentes da concessão e dos critérios regulamentares em vigor. Estes projetos, integram os já acordados com o ORD relativamente ao reforço da alimentação à RND, incluindo projetos considerados nos PDIRD aprovados pelo Concedente, e ainda projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema.

  O Operador da RNT agrega estes projetos nas seguintes categorias:

  1. Remodelações, por obsolescência de instalações da RNT;
  2. Reforços para manutenção da segurança de abastecimento e garantia da continuidade e qualidade de serviços dos atuais pontos de entrega ao operador da RND;
  3. Compromissos assumidos com o operador da RND para criação de novos pontos de entrega, em coordenação com projetos apresentados na proposta de PDIRD-E 2014;
  4. Projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema, associados à rede de telecomunicações de segurança e Centro de Despacho Nacional.

- ✓ Os Projetos Complementares constituem aqueles que, na perspetiva do operador da RNT, são mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética e

de promoção da sustentabilidade socioambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.

O Operador da RNT organiza estes projetos de acordo com os seguintes indutores de desenvolvimento:

1. Integração de mercados e concorrência (reforço da capacidade de interligação com Espanha e integração de centrais do Plano Nacional de Barragens (PNBEPH));
2. Ligação a polos de consumo (novas alimentações em MAT);
3. Gestão do sistema em ambiente de mercado (adaptação da RNT face a alterações significativas do parque eletroprodutor térmico);
4. Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico;
5. Sustentabilidade (alterações da RNT na região do Alto Douro Vinhateiro e em zonas urbanas de elevada densidade).

No que concerne à caracterização dos projetos Base propostos, o PDIRT-E 2019 descreve com maior precisão o primeiro quinquénio, e em especial os 3 primeiros anos para os quais o operador da RNT inclui os projetos cujas obras já se iniciaram, bem como toda a informação ao nível dos cenários de evolução esperada dos trânsitos da RNT (consumo e ponta), da oferta (nova capacidade de produção), identificando ainda os principais compromissos assumidos com o operador da RND, e a respetiva calendarização anual.

Relativamente aos Projetos Complementares, a proposta mantém o detalhe na descrição técnica da grande maioria dos projetos, com dois anexos dedicados aos principais projetos, com a descrição das obras, a sua justificação, as alternativas estudadas, e a sua motivação. Neste caso, a presente proposta não atribui a estes projetos uma data específica para a sua entrada em exploração, uma vez que essa data não depende exclusivamente do ORT, admitindo antes intervalos temporais dentro dos quais eventualmente a realização desses projetos poderá a vir a ter lugar, condicionada à decisão do Concedente.

Neste sentido, o CT considera esta proposta de PDIRT-E adequada pela manutenção das diversas melhorias que têm vindo a ser introduzidas ao longo das mais recentes edições de propostas de Plano.

6. Análise multicritério/ custo-benefício

O ORT apresentou os custos dos investimentos previstos, bem como os benefícios que os mesmos possam vir a propiciar ao SEN. Adicionalmente, estimou ainda a evolução dos indicadores associados aos vetores que justificam os referidos investimentos.

No seu processo de avaliação e seleção dos projetos de investimento (ou blocos de projetos de investimento desde que interligados entre si com o mesmo objetivo), o ORT identifica aqueles que dão uma resposta mais adequada às necessidades do SEN.

Esta metodologia, que contempla a definição, desenvolvimento e implementação de modelos económicos de custo benefício – baseados no cálculo de um conjunto de atributos monetizados ou não monetizados, todos eles discriminados na proposta de PDIRT – que permitem avaliar os resultados de diferentes projetos de investimento, tendo em vista o estudo da sua viabilidade, é adequada ao fim exigido e vantajosa para uma análise comparativa global a realizar.

Também os dois horizontes temporais utilizados, de 5 e 10 anos (com exceção dos projetos de "remodelação e modernização de ativos", para os quais a análise é efetuada apenas por 5 anos, o que se entende), para a análise e resultados da aplicação da metodologia MCB, afiguram-se como corretos e enquadrados no âmbito das boas práticas correntes e comumente aceites, tendo presente a natureza, o setor e a grandeza dos investimentos.

Entende o CT, que seria benéfica a apresentação, por parte do ORT sempre que possível, dos projetos de investimento alternativos analisados, bem como os resultados dessa comparação, de forma a permitir conhecer melhor a interpretação das conclusões decorrentes da aplicação da metodologia MCB.

Embora a proposta de PDIRT-E 2019 apresente a monetização dos custos evitados para o SEN resultante da realização dos investimentos selecionados, considera o CT importante que a ERSE faça a alocação dos custos de investimento em função dos benefícios esperados para os diferentes grupos de agentes económicos que motivaram e que irão beneficiar desses investimentos.

7. Critérios e princípios para fundamentação da decisão final de investimento

O ORT mantém, na proposta de PDIRT-E 2019 em apreço, a classificação dos projetos de investimento em Projetos Base e Projetos Complementares.

Nos Projetos Base estão incluídos os projetos que o ORT considera serem essenciais para que "possa continuar a garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço" bem como os projetos decorrentes de "compromissos já acordados com o ORD relativamente ao reforço da alimentação, nomeadamente o PDIRD 2018 aprovado pelo Concedente" e encontram-se divididos em dois blocos de investimento:

Um bloco associado à atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), com 133 milhões de euros, e que inclui:

a) Remodelação e modernização de ativos

Os projetos incluídos neste bloco, num total de 98 milhões de euros, integram os que segundo o ORT se enquadram na otimização do tempo de vida útil dos ativos da RNT, e visam assegurar os níveis regulamentares de fiabilidade e qualidade de serviço da RNT.

O CT destaca que, face ao PDIRT-E 2017 aprovado, o ORT já disponibiliza nesta proposta de PDIRT-E 2019 o eventual custo resultante da não realização dos projetos de modernização.

Em termos globais, é ainda, apresentada a comparação entre o custo associado à opção de uma eventual substituição de todos os ativos em fim de vida útil contabilística e a opção de se realizar apenas o investimento da atual proposta de PDIRT-E 2019.

b) Compromissos com o operador da RND e segurança de abastecimento

Neste bloco de projetos de investimento, que totalizam no primeiro quinquénio cerca de 36 milhões de euros, a custos totais, enquadram-se os projetos que visam dar resposta aos compromissos assumidos com o operador da RND em termos de manutenção dos níveis de segurança de abastecimento a consumos de instalações ligadas à RND, através do reforço de capacidade de transformação MAT/AT, bem como na instalação de equipamento para gestão do perfil de tensões da rede (gestão da energia reativa).

Um segundo bloco de projetos de investimentos diz respeito à atividade de Gestão Global de Sistema, com cerca de 9 milhões de euros.

O CT destaca que, de acordo com a proposta de PDIRT-E 2019, o ORT solicita uma Decisão Final de Investimento para cerca de 90 milhões de euros, a custos diretos externos, incluindo a totalidade dos projetos Base propostos para o triénio 2020-2022, e alguns de anos subsequentes.

Para os anos de 2023-2024, a decisão sobre alguns dos investimentos base está condicionada por fatores a ser confirmados em data posterior à data de elaboração da atual proposta.

Por seu turno, os Projetos Complementares, na perspetiva do ORT, dizem respeito a projetos que são *"mobilizados por fatores com decisão externa ao operador da RNT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade socioambiental, relativamente aos quais o*

operador da RNT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor".

c) Projetos considerados

Ressalva da proposta do ORT que o mesmo salienta ter observado o RMSA-E de 2018 e o PNEC 2021-2030.

No primeiro quinquénio o ORT considera:

- ✓ como projetos base
  - o a articulação, em duas fases 2022 e 2023, dos níveis de tensão de 400 e 150 kV na região de Ponte de Lima
  - o a instalação de um segundo transformador de potência em Divor e de painéis para um segundo transformador de potência em Ourique, ambos com data de 2024
  - o a instalação de compensação de energia reativa a ocorrer entre 2021 e 2023
  - o Remodelações diversas
  - o Investimentos na gestão do sistema e nas redes de telecomunicações de segurança.
- ✓ como projetos complementares
  - o as ligações a 400 kV Pedralva-Sobrado e Alqueva-Divor.

No segundo quinquénio o ORT prevê:

- ✓ como projetos base
  - o a melhoria das condições de alimentação na zona de Macedo de Cavaleiros
  - o uma nova ligação a 220 kV Rio Maior-Carvoeira
- ✓ como principais projetos complementares
  - o a ligação a 400 kV Ribeira de Pena-Lagoaça
  - o a reformulação das redes de 220 kV do Porto e de Lisboa
  - o a ligação a 400 kV Fundão-Zona Pocinho
  - o o reforço da rede de 400 kV na zona Litoral Centro
  - o a ligação Rio Maior-Fanhões, que poderá antecipar para o 1º quinquénio, por descomissionamento da central a carvão de Sines
  - o O reforço da ligação entre o Baixo Alentejo e a zona de Lisboa/Setúbal

d) Apreciação global

O PDIRT-E 2019 denota um esforço de clarificação dos objetivos a que o mesmo se propõe e que se podem sintetizar na segurança do abastecimento, no aumento da capacidade para integração de energia renovável, na articulação com a RND, no controlo da tensão ao longo das redes, no aumento da capacidade de interligação ao encontro da meta definida pelo MIBEL e na manutenção de infraestruturas diversas.

Considerando o CT que os dados conhecidos conferem uma excelente qualidade de serviço à RNT, não pode deixar de evidenciar o cuidado posto na elaboração deste plano.

8. Investimentos racionais nas redes no contexto da transição energética

O setor energético vive uma dinâmica de transição e de alteração de paradigmas, como bem refere a ERSE no documento de enquadramento da proposta de PDIRT-E 2019. O quadro geral e as metas para a transição energética estão expressas no recentemente aprovado PNEC 2030, em alinhamento com o Regulamento relativo à Governação da Energia e da Ação Climática (Regulamento EU (2018) /1999).

O tradicional fluxo energético de montante para jusante deixa de ser uma realidade, assistindo-se atualmente a fluxos nos dois sentidos, com flutuações importantes que resultam sobretudo do aumento da produção distribuída, nos vários níveis de tensão. Embora se perspetive um aumento significativo da produção distribuída, este aumento não se repercutirá, necessariamente, numa redução da utilização das redes elétricas.

Além da produção distribuída ter um caráter mais local para satisfação das cargas, uma crescente eletrificação fará com que as redes devam possuir um elevado nível de fiabilidade para que todas as tecnologias de flexibilidade (e.g. mobilidade elétrica no consumo e na geração) possam atuar de forma eficaz a nível da rede de distribuição. Com a possível redução das cargas nas interligações, resultado do aumento da produção distribuída e das novas formas de serviços de sistema (resposta dada pela procura), haverá que ser prudente no investimento nas interligações.

O CT reconhece que o balanceamento entre a satisfação da procura, o aproveitamento de recursos endógenos e um investimento racional e sustentável é, cada vez mais, um exercício complexo.

O CT considera prudente a intenção da ERSE de que "*A regulação irá refletir na viabilidade de continuar a planear redundâncias que assegurem 100% de disponibilidade das redes, num contexto com opções de flexibilidade a participar no sistema*", sobretudo se se considerar que alguns reforços de rede serão necessários para fazer face à satisfação da procura de períodos muito curtos.

A ERSE refere no documento de enquadramento da proposta em análise a "*necessidade de mais interligações internacionais, na rede de transporte em muito alta tensão, para que se possa aproveitar e explorar adequadamente o potencial que a diversidade geográfica europeia apresenta, em termos de disponibilidade de recursos renováveis endógenos".*

O CT concorda com o exposto pela ERSE no parágrafo anterior e considera que o reforço de interligações é imprescindível para o bom funcionamento do MIBEL e para cumprimento dos acordos estabelecidos no âmbito deste mercado[89], bem como as metas definidas a nível europeu[90] com vista a facilitar o Mercado Único de Energia.

Entende o CT que os investimentos conducentes ao reforço de interligações a realizar carecem de estreita articulação com os seus congéneres europeus, nomeadamente no plano da sua planificação e execução, por forma a assegurar um retorno efetivo.

Considera ainda o CT que o planeamento das infraestruturas energéticas deve considerar a interdependência entre o setor elétrico e o setor do gás natural, proporcionando uma maior integração intersectorial, numa lógica de *sector coupling*[91], em estreito alinhamento com a política comunitária.

[89] Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, novembro 2006

[90] *Interconnection ratio*, 2020: ≥10%; 2030 >=15%

[91] Acoplamento setorial – a energia pode ser usada para aquecer grandes quantidades de água para o aquecimento de edifícios e casas, eletrificando indiretamente o setor de aquecimento. Nos horários de pico de produção de energia, a eletricidade poderá ser usada para produzir hidrogênio ou gás sintético (energia para gás). O gás pode ser usado para abastecer veículos ou pode ser transformado novamente em eletricidade ou calor em tempos de menor produção solar ou eólica

9. Impactos tarifários

O CT, para poder avaliar os impactos tarifários do PDIRT-E 2019, analisou a proposta apresentada pelo ORT, bem como as estimativas que a ERSE produziu para sua própria análise e suporte de discussão[92]. A primeira conclusão é que ambas as visões partem de pressupostos diferentes, embora legítimos, mas que dificultam, naturalmente, uma perceção objetiva dos impactos que se procuram apreender.

Por um lado, o ORT com base nas previsões dos investimentos aprovados no PDIRT E-2017 e da proposta PDIRT-E 2019 estima o impacto tarifário considerando as consequências das alterações na base de ativos regulada, mantendo as restantes componentes de proveitos constantes para o período em análise (2020-2024). A título de exemplo:

- ✓ Consumo referido à emissão e consumo final constantes ao longo do período (i.e. 2020 - 2029) e igual ao estimado pela ERSE para as tarifas de 2019;
- ✓ Base de ativos composta por todos os ativos em serviço, referidos a 31 de dezembro de 2018, acrescida:
  - o Dos projetos que em final de 2018 se previa colocar em exploração até final de 2019;
  - o Dos projetos aprovados do PDIRT 2017 que se prevê que entrem em exploração ao longo do período em análise;
- ✓ Tarifas estabelecidas pela ERSE para 2019 como base de partida e para efeitos comparativos;
- ✓ Taxa de remuneração dos ativos constante ao longo do período e igual a 5,17%, valor considerado nas tarifas fixadas para 2019;

Por seu lado, a ERSE efetua um exercício com o mesmo objetivo onde parte de outros pressupostos, por exemplo:

- ✓ O ano de referência para a análise de impactos é 2017, por ser o ano anterior à aplicação do PDIRT-E 2017;
- ✓ Ativo aceite para efeitos tarifários até 2017;
- ✓ Investimentos transferidos para exploração de 2018 em diante e que não estão contemplados no PDIRT-E 2019;
- ✓ Ativo referente a investimentos propostos no PDIRT-E 2019, que serão transferidos para exploração a partir de 2020;
- ✓ O total de ativos considerado nestas simulações até 2020 é igual ao ativo considerado no cálculo das tarifas de 2020;
- ✓ Parâmetros (WACC metas eficiência) implícitos nas tarifas 202093;
- ✓ A partir 2021 – Estimativa dos indutores: variação da extensão da rede (km) indicada no PDIRT-E 2019 e variação de número de painéis calculado pela relação histórica entre n.º de painéis e extensão da rede;
- ✓ Procura a evoluir de acordo com o RMSA-E 2019 (cenário Continuidade Central do RMSA-E 2019) com taxa média de crescimento anual de 0,6%.

[92] ERSE, "Apresentação da Consulta Publica relativa à proposta de PDIRT-E-2019"

[93] WACC de 4.88% assumido nas tarifas e preços fixados para 2020

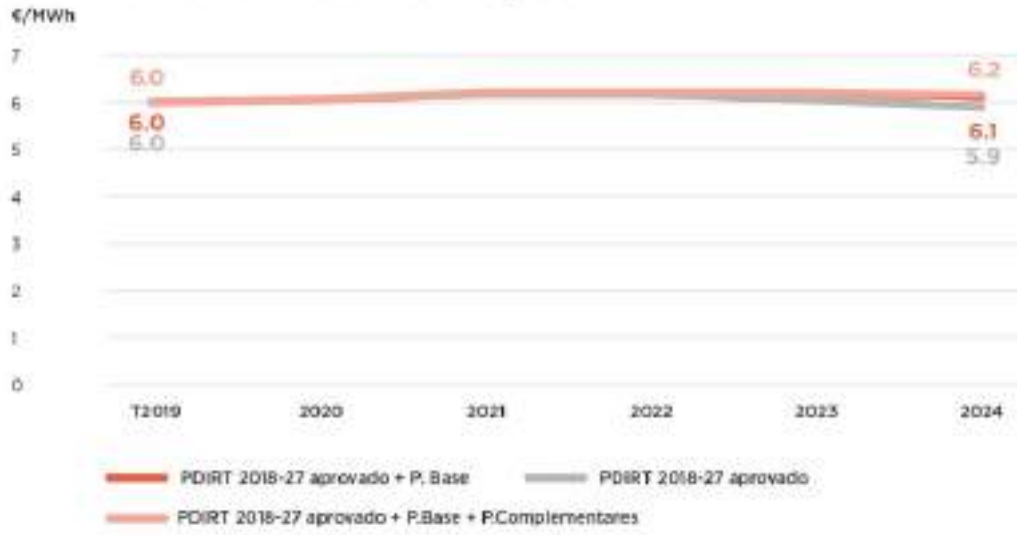
As conclusões, naturalmente, são diferentes do ponto de vista quantitativo, dificultando a perceção e avaliação do impacto tarifário.

Se considerarmos o único indicador económico comum aos dois exercícios, o impacto nos proveitos unitários da atividade do ORT:

1- Com base nos pressupostos assumidos pelo ORT o impacte dos projetos base e complementares no incremento dos proveitos unitários médios da atividade de transporte cifram-se, no final do primeiro quinquénio, em 0,2 €/MWh relativamente a 2019.

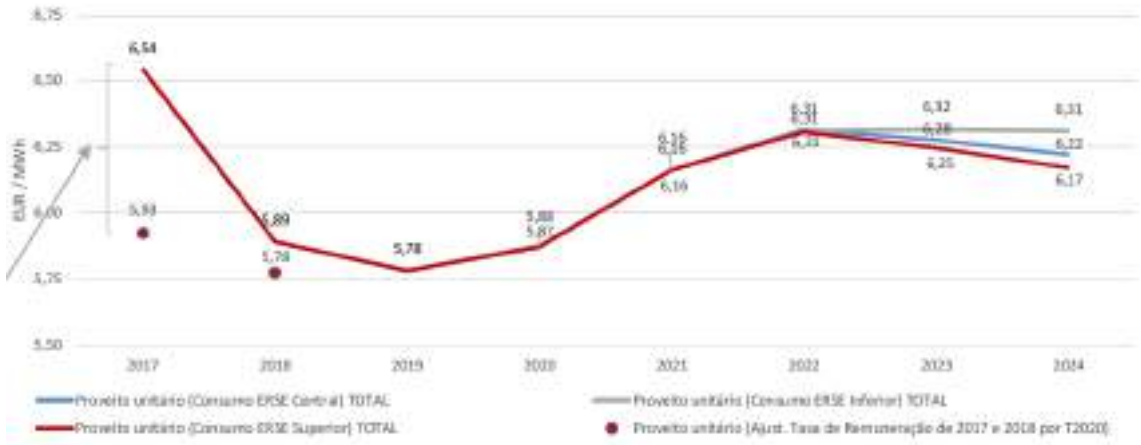
FIGURA 6-7

Impacto de Projetos Base mais Projetos Complementares nos proveitos unitários médios da atividade de transporte



Fonte: REN, Proposta PDIRT 2020-29, julho de 2019

2- Por seu lado, a ERSE apresenta uma evolução diferenciada do proveito unitário da atividade de transporte para o mesmo período de análise, embora culmine num valor em 2024 relativamente próximo do ORT.



Fonte: ERSE, "Apresentação da Consulta Pública relativa à proposta de PDIRT-E-2019" de 27 de janeiro.

O CT volta a sugerir que se deveria consensualizar e estabelecer um quadro comum de metodologia analítica para estimar os impactos tarifários decorrentes dos planos de investimento na rede de transporte.

O CT também recomenda ao ORT a inclusão de cenários complementares e divergentes dos pressupostos adotados na presente proposta, especialmente na dimensão e evolução positiva ou negativa da procura, para avaliação dos impactes tarifários.

Finalmente, o CT corrobora, a posição da ERSE sobre "o ritmo de investimento prudente e a introdução de novas estratégias de manutenção das redes elétricas existentes que incentivem a sua utilização durante mais anos" o que, possivelmente, poderia permitir um decréscimo no preço médio do setor elétrico.

10. Evolução do quadro estrutural das redes elétricas

A transição energética, objetivo politicamente assumido, coloca novos desafios relevantes e deve ser internalizada na evolução prospetiva e planeamento do desenvolvimento das redes elétricas, procurando um ponto de equilíbrio entre diferentes sinais, por vezes, antagónicos.

O CT considera que o exercício PDIRT-2019 já incorpora várias manifestações das alterações do paradigma de funcionamento do setor como, por exemplo, através do seu alinhamento com as metas do PNEC 2030, submetido à Comissão Europeia em dezembro de 2018.

É, contudo, previsível que questões emergentes coloquem a necessidade de construir múltiplos cenários para o futuro das redes e, por consequência, a definição e priorização dos investimentos operacionais necessários. O CT recupera, entre outras, as seguintes questões:

a) A eletrificação da economia, patente nos diversos programas tendentes à descarbonização das nossas sociedades, vai coabitar com a tendência decrescente da intensidade elétrica no PIB, o que traduz uma maior eficiência na utilização dos recursos, mas, simultaneamente, uma redução das necessidades energéticas. O balanço deste movimento, incerto, irá impactar e tornar mais probabilística a evolução da procura.

b) O desacoplamento entre a ponta síncrona do SEN e a ponta de carga da RNT que é já atualmente superior à do SEN e cujo crescimento é fortemente dependente da injeção na rede de produtores distribuídos vai condicionar grande parte do investimento proposto pelo operador da RNT no futuro.

c) O confronto entre os investimentos necessários ao crescimento das redes e uma gestão do consumo em ambiente cada vez mais "inteligente" poderá impactar a vida útil dos equipamentos das redes (entre outros, modificação do fator de envelhecimento), complexificando as decisões relativas à necessidade da sua substituição.

O CT recomenda que o ORT, muito em particular e em articulação com a ERSE e a DGEG, monitorize atenta e continuamente os diferentes fatores que condicionam o desenvolvimento da RNT, para que se garanta que não sejam atingidos valores máximos de produção e transporte de energia, não compatíveis com as necessidades e possibilidades de consumo e de exportação, num contexto do MIBEL e construção coordenada do Mercado Único de Energia, evitando o assumir de custos irrecuperáveis (afundados).

Por fim, e em coerência, deve a própria ERSE acompanhar de perto a definição das comparticipações dos custos de investimento em função dos benefícios que se espera poderem vir a ser auferidos pelos diferentes grupos de agentes económicos que os motivaram e que beneficiam dos mesmos (i.e. separar os benefícios associados aos consumidores daqueles que irão ser recolhidos pelos produtores).

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste Parecer.

Aprovado em 26 de fevereiro de 2020.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2019-2023 ◆ [Consulta pública n.º 74]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [94]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT a proposta *Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2019-2023* cabendo ao CT emitir parecer até 15 de abril de 2019.

No período de elaboração deste parecer foram efetuadas apresentações do PDIRD ao CT:

» Pela EDP D em 11/março/2019;

» Pela ERSE em 14/março/2019.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO

1. O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, na sua atual redação, estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN), bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade transpondo para a ordem jurídica nacional os princípios da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade, prevendo na alínea e) do n.º 2 do art.º 35º e no art.º 41º a elaboração do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD-E).

2. Por seu turno, os art.º 40º e 40º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, definem o regime de elaboração do PDIRD-E.

3. Assim, nos termos das suprarreferidas disposições legais, o operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) deve elaborar, de dois em dois anos, o plano de desenvolvimento e investimento quinquenal das respetivas redes, tendo por base a caracterização técnica da rede e da oferta e procura atuais e previstas.

4. Nesse enquadramento, a EDP Distribuição, enquanto operador da RND, apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) a proposta de PDIRD-E 2018 que, por sua vez, apreciou o documento tendo solicitado alterações que foram incorporadas.

5. De seguida, a DGEG comunicou à ERSE a proposta de PDIRD-E 2018, competindo a esta entidade, nos termos do n.º 5 do referido art.º 40.º-A, promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias.

[94] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

6. Com base nos resultados desta consulta pública, a ERSE emite o seu parecer, incluindo a determinação de alterações à proposta do PDIRD-E 2018. Este parecer, não vinculativo, é enviado ao operador da RND e à DGEG.

7. A DGEG submeteu igualmente ao operador da Rede Nacional de Transporte (ORT) a proposta de PDIRD-E 2018, para emissão de parecer no prazo de 60 dias.

8. Com base nos pareceres emitidos pela ERSE e pelo ORT, o operador da RND elabora a proposta final do PDIRD-E 2018, a submeter à DGEG, devendo esta entidade, no prazo de 30 dias úteis, enviar essa proposta final ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada dos pareceres da ERSE, com os resultados da consulta pública, e do ORT.

9. A aprovação da proposta de PDIRD-E compete ao membro do Governo responsável pela área da energia, após apreciação na Assembleia da República de acordo com a alteração legislativa introduzida pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro.

10. O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do plano nacional quinquenal de investimento na rede de distribuição, encontra-se ilustrado na figura seguinte:

Figura 1-1 – Esquematização de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRD-E 2018

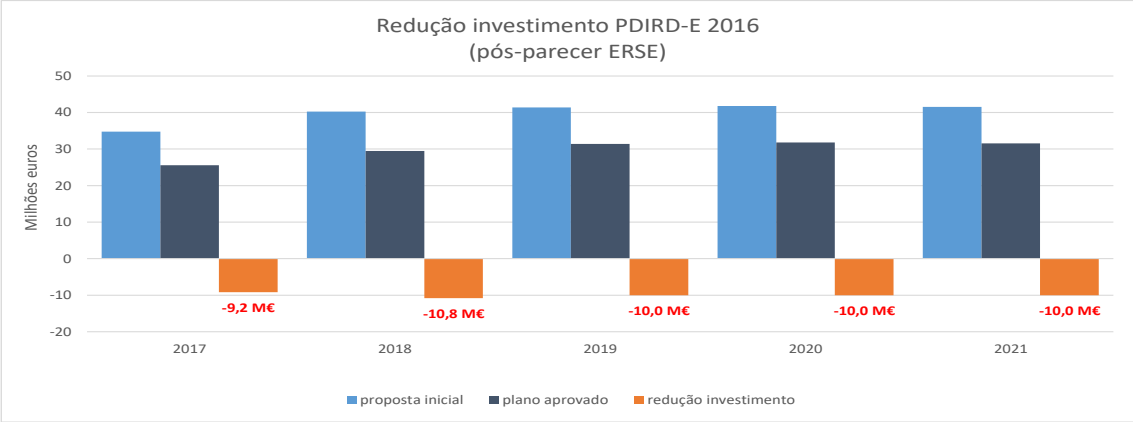
Fonte: ERSE

11. A atual proposta de PDIRD-E 2018 descreve para o horizonte 2019-2023 um conjunto de 144 projetos individuais de investimento específico, englobados em programas de investimento, com e sem desagregação por projeto individual, com 3 cenários de referência, sendo que no cenário 2 - o escolhido pelo concessionário da RND -, o investimento total é de 744 milhões de euros.

12. O CT recorda anteriores recomendações no sentido de ser *"relevante a tomada de posição em tempo útil e coordenada das entidades oficiais competentes, relativamente aos documentos sucessivamente apresentados pelos operadores, por forma a garantir a consistência e a articulação na execução entre os planos"*, e regista ter sido aprovado pelo Secretário de Estado de Energia, em 27 de Junho de 2018, o PDIRD-E 2016, que abrange o horizonte de investimentos 2017-2021 num total de 799 milhões de euros de investimento específico, após o Operador da RND ter reduzido 50M€ (custos primários) à sua proposta inicial, por recomendação constante do parecer da ERSE[95].

[95] Parecer da ERSE à proposta de PDIRD-E 2016 (13 março 2017).

"Apesar do seu Parecer globalmente positivo à proposta de PDIRD-E 2016, a ERSE considera que o operador deve reformular a proposta no sentido de reduzir o total do investimento proposto em cerca de 10%, designadamente adiando em um ou dois anos a calendarização da entrada em exploração de um conjunto de projetos de investimento que não sejam urgentes, num montante da ordem de 50 milhões de euros (a custos primários), de entre o seguinte conjunto de vetores e projetos de investimento".



13. Verificando-se um lapso de tempo de cerca de 7 meses entre a conclusão do processo de elaboração do PDIRD-E e a sua disponibilização em consulta pública, (de julho de 2018 a março de 2019), o CT recomenda que o mesmo de futuro seja substancialmente reduzido.

14. Por último, o CT elabora o presente parecer tendo em consideração o Documento de Enquadramento desenvolvido pela ERSE[96], a que acrescenta elementos tidos como relevantes para apreciação e não presentes na informação disponibilizada no âmbito restrito da consulta pública.

II

ESPECIALIDADE

1. O CT releva os seguintes pontos que considera fundamentais para melhor exercício da sua missão e para enquadramento deste parecer, reforçando, em alguns casos o já referido em pareceres anteriores:

   1.1. A importância da apresentação da avaliação *ex-post* do anterior PDIRD-E *"para uma análise mais robusta do conjunto dos investimentos"* propostos no atual PDIRD-E. De notar que este alerta continua a não ser atendido pela ERSE [97];

[96] Proposta de PDIRD-E 2018 - Apresentação ao Conselho Tarifário, 14 março 2019.

[97] (PDIRD-2016) Parecer sobre o "Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição em AT e MT (PDIRD-E2016)", Parte II - Especialidade, H - Avaliação ex-post do PDIRD 3 e 4.

"3. O CT regista que a documentação de suporte à apresentação da Proposta de PDIRD não contém a avaliação da execução do Plano anterior, elemento que teria contribuído para uma análise mais robusta do conjunto dos investimentos que agora são propostos.

4. Neste contexto, o CT retoma a recomendação que formulou no parecer sobre o PDIRD-E2014 no sentido de a ERSE incluir na documentação de suporte da consulta pública a avaliação da execução do plano anterior."

1.2. A natureza finita da Qualidade de Serviço Técnica (QST), que este Conselho tem vindo a afirmar, sem deixar de reconhecer ao mesmo tempo os progressos registados, e que deu origem a voto expresso para que a remuneração seja relativa melhorias às conseguidas em virtude de beneficiação de natureza estrutural;

1.3. A necessidade de não degradação da QST alcançada, que motivou a recomendação de que o esforço de *"minimização de custos de manutenção"* fosse ponderado *"de forma a não comprometer os níveis atuais de QS"* [98].

2. Embora no PDIRD anterior fosse assumido o *"risco de uma ligeira degradação nas zonas com melhor qualidade"* [99], pela primeira vez neste PDIRD-E vez é quantificada e projetada uma diminuição da QST global em 2 dos cenários. Igualmente o cenário 3 não afasta o risco de degradação da mesma, o que é aliás reconhecido pela ERSE no seu documento de Enquadramento.

3. Ainda no seu documento de Enquadramento a ERSE assume que a proposta de PDIRD-E, mesmo no Cenário 3 não exclui por completo o risco de degradação, se bem que o mesmo seja descrito como menor em relação ao do Cenário 2.

Quadro 3-1 –Qualidade de Serviço esperada para cada cenários de investimento proposto

Cenário 1	152,8 M€	- Degradação da QS global esperada (6min. NC=50%) - Continuar a redução das assimetrias, melhorando as piores zonas mas admitindo degradação nas melhores
Cenário 2	178,7 M€	- Degradação da QS global esperada (3,5min. NC=50%) - Continuar a redução das assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhores
Cenário 3	217,3 M€	- Manutenção da QS global esperada nos níveis atuais (0min. NC=50%) - Continuar a redução das assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e com menor risco de degradação das melhores (do que no cenário 2)

Fonte: ERSE, EDP Distribuição (Proposta de PDIRD-E 2018)

4. Em todos os cenários apresentados é referida uma continuação da *redução das assimetrias* regionais. Para além do consenso sobre a necessidade desta orientação dos investimentos, o CT julga que seria oportuna e adequada uma materialização objetiva da redução destas assimetrias, pelo que sugere que se quantifique o nível de melhoria implícito.

[98] PRQSSE&PAMPQS-2017, II – Especialidade, A. 1. – Qualidade de Serviço na Rede de Transporte de Energia Elétrica, b).

"O CT regista a boa qualidade de serviço da rede de transporte cuja avaliação se encontra suportada na monitorização em permanência em todos os seus pontos de entrega. Conforme refere a ERSE no Relatório de QS de 2015, "o reduzido número de interrupções que se tem registado nos PdE da rede de transporte é demonstrativo do nível de fiabilidade desta rede".

[99] (PDIRD-2016) II – Especialidade, A. 1 e A. 8.

"No âmbito do vetor da QST foram analisados pelo ORD três cenários de investimento tendo o ORD proposto o cenário central neste PDIRD 2017-2021, que corresponde a um investimento médio anual de 41,8 M€, cujo objetivo é atingir uma ligeira melhoria do nível de qualidade de serviço global para um grau de confiança de 95% e reduzir a assimetria entre regiões, admitindo um risco de ligeira degradação nas zonas com melhor qualidade."

Não obstante o acima exposto, o CT constata que os indicadores de QST da RND, ao nível da continuidade de serviço da MT, estão alinhados com a média europeia e que comparam favoravelmente com os valores padrão determinados pela ERSE.

Indicador geral	Zona geográfica	Padrão	Acumulado Ano				
			2013	2014	2015	2016	2017
SAIDI MT (horas/PdE)	A	3	0,60	0,49	0,57	0,56	0,46
	B	4	1,19	1,03	0,98	0,88	0,83
	C	7	2,16	1,80	1,46	1,41	1,45
SAIFI MT (interrupções/PdE)	A	3	0,87	0,81	0,69	0,96	0,77
	B	5	1,49	1,33	1,26	1,27	1,20
	C	7	2,40	2,20	1,93	1,96	1,82

Fonte: ERSE, EDP Distribuição Proposta de PDIRD-E 2018

A análise dos dados da tabela anterior permite concluir que o nível de continuidade de serviço nas zonas de qualidade de serviço A é superior ao verificado nas zonas B e C.

Por sua vez, o valor médio global do SAIDI MT apurado em 2017 e considerado como referência no estudo é de 77,6 minutos, admitindo-se o seu agravamento em 6 minutos no cenário 1 e em 3,5 minutos no cenário 2.

Não sendo explícita a relação dos investimentos propostos com as zonas de qualidade de serviço, o CT sugere que nos mesmos sejam identificadas as zonas a que respeitam.

Zona	Caraterização das zonas	Clientes #	Clientes %
A	Capitais de distrito e localidades com mais de 25.000 clientes	1.377.739	22
B	Localidades com número de clientes entre 2.500 e 25.000	1.925.940	31
C	Restantes localidades e território	2.924.232	47

Fonte: EDP Distribuição

5. Desta forma, o CT considera que será difícil vir a fazer de futuro uma correta avaliação da implementação deste PDIRD-E no que diz respeito aos investimentos na QST, uma vez que os parâmetros fundamentais para a avaliação dos mesmos não se encontram devidamente balizados e geograficamente definidos à partida.

6. O ORD define três cenários de consumo sobre os quais efetuou o exercício de cálculo da previsão dos proveitos unitários da atividade AT/MT em 2023, tendo em conta cada um dos cenários de investimento propostos, concluindo que o *cenário proposto, assegura a concretização dos objetivos definidos, com um nível de risco tolerável, contribuindo para o desagravamento da tarifa e assegurando a eficiência do investimento*. Resumindo os cálculos do ORD:

   a. No cenário de consumo central prevê-se uma variação de proveito unitário (Euros /MWh) relativamente a 2018 de

      i. - 0,47, se aplicado o cenário 2 de investimento

      ii. - 0,55, se aplicado o cenário 1 de investimento

iii. - 0,32, se aplicado o cenário 3 de investimento

b. No cenário de consumo superior prevê-se uma variação de proveito unitário (Euros /MWh) relativamente a 2018 de

i. - 0,57, se aplicado o cenário 2 de investimento

ii. - 0,65, se aplicado o cenário 1 de investimento

iii. - 0,42, se aplicado o cenário 3 de investimento

c. No cenário de consumo inferior prevê-se uma variação de proveito unitário (Euros /MWh) relativamente a 2018 de

i. - 0,36, se aplicado o cenário 2 de investimento

ii. - 0,44, se aplicado o cenário 1 de investimento

iii. - 0,20, se aplicado o cenário 3 de investimento

d. No cenário de consumo do RMSA prevê-se uma variação de proveito unitário (Euros /MWh) relativo a 2018 de

i. - 0,23, se aplicado o cenário 2 de investimento

ii. - 0,32, se aplicado o cenário 1 de investimento

iii. - 0,07, se aplicado o cenário 3 de investimento

(Euros /MWh)

	2018	2023		
		Cenário 2	Cenário 1	Cenário 3
Consumo Médio	8,25	7,78	7,7	7,93
		-0,47	-0,55	-0,32
Consumo Superior	8,2	7,63	7,55	7,78
		-0,57	-0,65	-0,42
Consumo Inferior	8,33	7,97	7,89	8,13
		-0,36	-0,44	-0,2
RMSA	8,28	8,05	7,96	8,21
		-0,23	-0,32	-0,07

7. A tendência atual de reforço dos objetivos de ligação de energia renovável decorrente da antecipação do cumprimento dos objetivos ambientais estabelecidos ao nível nacional e europeu releva a importância do papel presente e futuro da capacidade de receção dessa produção nos diversos níveis de tensão do SEN, matéria que o PDIRD-E em apreço identifica e que o CT não pode deixar de apoiar.

a. A capacidade de acomodar produção renovável deve ter em conta, não só a capacidade de receção do nível de tensão a que essa produção se liga, como também as circunstâncias e capacidades que venham a ser necessárias para o seu correto e seguro escoamento através dos níveis de tensão superiores, ao encontro dos pontos onde essa energia seja efetivamente consumida. Esta coordenação está assegurada através do próprio PDIRD-E no quadro da rede de distribuição, bem como da sua articulação com o PDIRT, patente com a publicação das capacidades de receção locais que os ORD e ORT fazem[100].

[100] Anexo 6.A do PDIRD-E.

b. Já quanto à análise dos efeitos dos ganhos sobre as perdas técnicas, a situação deve ser ponderada de forma global:

- Comummente considera-se que a proximidade entre a produção e o consumo é benéfica por potenciar uma redução das perdas associadas e à circulação de energia e sua transferência entre níveis de tensão;
- Também se entende que ao nível da BT, onde a maioria das cargas se situa, os ganhos de proximidade sejam maximizados nessas circunstâncias.

Contudo, o CT não pode deixar de sublinhar que esses benefícios só ocorrem quando os níveis de produção, a um nível local, são reduzidos ou equilibrados face ao consumo.

De facto, quando esses níveis de produção excedem o consumo, a transferência do excesso de produção para os níveis de tensão superiores para permitir o uso dessa energia de forma menos localizada é uma consequência.

Nestes casos, também se poderia argumentar que as ligações de produção em níveis de tensão superiores serão benéficas, se a energia aí produzida, porque excendentária face aos consumos locais, for maioritariamente destinada a ser transferida para outros locais onde ela possa ser utilizada.

Assim, entende o CT que o benefício da produção renovável ligada nos diversos níveis de tensão em relação às perdas, deverá refletir o efeito e balanço dos níveis de produção e consumo locais e da energia a transferir para redes geograficamente distantes.

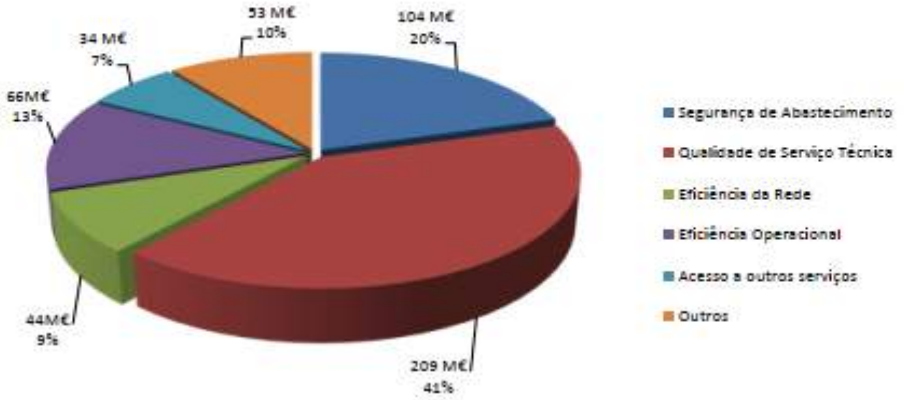
8. Os benefícios associados à qualidade de serviço em particular na componente de energia não distribuída refletem apenas a visão da continuidade de serviço. A qualidade de serviço nas restantes dimensões, designadamente quanto à qualidade de onda, é também uma preocupação de grande parte dos utilizadores, em particular da indústria que, na transformação tecnológica do tecido produtivo nacional e na procura de maior eficiência, têm apostado em equipamentos e tecnologias com uma exigência particular na fiabilidade e qualidade da fonte de energia.

a. Assim o CT, no que à questão da continuidade de serviço se refere, entende que a melhoria contínua dos padrões é essencial, tendo em conta que a métrica da energia não distribuída não reflete de forma suficiente as assimetrias regionais e locais que existem, impondo-se uma resiliência crescente na resposta aos critérios de segurança de abastecimento através de medidas de planeamento de rede já evidenciadas neste PDIRD-E bem como na renovação dos sistemas e equipamentos em causa.

b. Complementarmente, o CT recomenda a observação de eventuais medidas e investimentos que venham a assegurar um melhor desempenho global das diversas dimensões da qualidade de serviço.

9. A qualidade de serviço das redes de AT e MT evoluiu positivamente nos últimos anos fruto de investimentos significativos. Por exemplo no PDIRD-E 2016 (2017-2021), a qualidade de serviço foi o vetor mais importante, com um investimento médio de cerca de 40M€ ano, como se mostra no quadro que se segue, em consequência do que a qualidade de serviço técnica se situa hoje a um nível similar à média dos países Europeus com redes semelhantes, como se evidenciou no ponto 4 deste parecer.

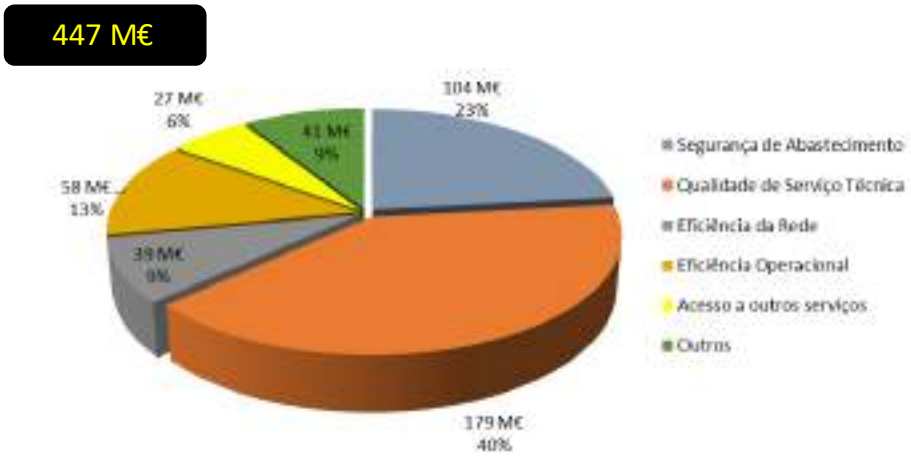
Fig. 5.3. do Parecer da ERSE ao PDIRD – E 2016



Fonte: ERSE

O PDIRD-E 2018 mantém a ordem de grandeza relativa do investimento na qualidade de serviço técnica, que continua a ser o vetor de maior valor, passando de 41% para 40% do valor total proposto para o cenário 2, embora em valor absoluto diminua 6M€/ano, por efeito da redução do valor total do investimento.

Vetores de Investimento Específico PDIRD-E 2018



Fonte: ERSE, EDP Distribuição (proposta de PDIRD e-2018)

Importa ainda referir que os investimentos noutros vetores como a renovação de equipamentos e inovação, contribuem também para a melhoria da qualidade de serviço devido à evolução tecnológica dos novos equipamentos instalados relativamente aos que são substituídos e ao inerente aumento da fiabilidade e eficácia dos novos equipamentos.

A elevada qualidade técnica é ainda comprovada pelo facto de, desde 2011, a qualidade de serviço estar acima do nível de referência estabelecido pela ERSE.

A boa qualidade de serviço em termos médios estatísticos não impede, contudo, a existência de zonas e pontos das redes com menor qualidade de serviço, o que impõe a continuidade da estratégia seguida de atuação seletiva sobre esses pontos.

Em conclusão, entende o CT que, após uma atuação mais generalizada que permitiu atingir um nível de qualidade de serviço comparativamente elevada em termos médios estatísticos, se deve prosseguir numa perspetiva de eliminação de pontos de qualidade mais baixos e respondendo às necessidades dos consumidores.

10. A proposta de PDIRD-E 2018 inclui um investimento de cerca de 24 milhões de euros associados à instalação de cerca de 20500 novos DTC (*Distribution Transformer Controller*), no âmbito do plano de investimentos previstos para as redes inteligentes.

    No documento colocado em consulta pública, a ERSE questiona os agentes sobre a metodologia mais adequada para a alocação deste investimento, por tipo de rede ou nível de tensão, nomeadamente se o investimento deve ser alocado na totalidade à rede AT/MT ou se deve ser também repartido entre a rede de BT, atendendo aos benefícios resultantes do investimento para este nível de tensão.

    Os DTC são um elemento importante de suporte à gestão e supervisão das redes em MT e BT, bem como à gestão integrada da rede, principalmente em cenários de elevada penetração de recursos distribuídos e de operação em regime perturbado, com reflexos positivos na monitorização e gestão dinâmica dos fluxos de energia e, potencialmente, com contributos para a supervisão da estabilidade global do sistema elétrico.

    Adicionalmente, constata-se que os DTC têm um papel importante na recolha e integração de dados de consumo de instalações ligadas em BT, funções previstas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados e atribuídas à concessionária da RND. Os benefícios associados aos DTC são transversais aos vários níveis de tensão e, por conseguinte, justifica-se a sua incorporação na rede de MT dada a importância que tem ao nível da operação integrada da rede de distribuição (AT/MT/BT).

    Atualmente, os custos com os DTC são alocados à rede de MT. Pelas razões anteriormente apresentadas, o CT considera adequado que este investimento continue a ser alocado à rede de MT.

    Por outro lado, a alocação a MT permitirá continuar a assegurar a uniformidade das soluções tecnológicas na interface entre a rede de MT (concessão da RND) e as redes de BT (concessões municipais), independentemente do cenário futuro de exploração das concessões de distribuição de eletricidade em BT.

    Com efeito, no caso de os concessionários das redes de MT e BT serem distintos, é necessário assegurar que existe uma adequada partilha da informação recolhida pelos DTC, em moldes a regulamentar pela ERSE.

III

RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS

No seu parecer anterior (PDIRD-E 2016) o CT relevou as seguintes recomendações que considera deverem ser prosseguidas:

1. A busca por uma maior sincronização entre o ciclo regulatório e os ciclos de investimento, uma vez que o ciclo de regulação (3 anos), por não ser coincidente com o horizonte temporal exigido (5 anos para o PDIRD-E e 10 anos para o PDIRT) não facilita o exercício previsional e respetiva análise, podendo ferir a consistência do plano com os parâmetros a aprovar pela ERSE.

2. O CT considera positiva a estabilização evidenciada no PDIRD 2018 no que diz respeito às perdas técnicas na RND. Deve-se, contudo, prosseguir-se os esforços para uma redução do nível de perdas

total, ou seja, atuar nas perdas não técnicas. Melhorias neste indicador constituem um benefício para os consumidores.

3. No que diz respeito aos impactos tarifários, nomeadamente as estimativas dos proveitos unitários, é desejável uma maior uniformização das metodologias entre o proponente e o Regulador, bem como a inclusão, por parte da ERSE, do cenário de referência adotado na proposta do PDIRD.

4. Considerando a recente apresentação do PNEC, impõe-se a necessidade de incorporar as alterações estratégicas decorrentes do mesmo na formulação do próximo PDIRD – E.

IV

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as preocupações e recomendações constantes deste parecer deverão ser consideradas e incorporadas no parecer a emitir pela ERSE.

Aprovado em 29 de março de 2019.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 — PDIRT-E 2017 ◆ [Consulta pública n.º 64]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"*[101].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2018 e Parâmetros para o período de regulação 2018-2020" cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

No decurso da elaboração do presente parecer foram efetuadas apresentações do PDIRT-E ao CT:

- Pela REN em 23/fevereiro/2018;
- Pela ERSE em 9/março/2018.

Assim, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

GENERALIDADE

A. Introdução

1. Em cumprimento do estabelecido no n.º 1, do artigo 36.º-A, do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, a REN — Rede Elétrica Nacional, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017).
2. Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta recebida, cabendo-lhe, nos termos do n.º 4, do artigo 36.º-A, do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 2150/2012, promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias.

B. Enquadramento

A elaboração do PDIRT-E 2018-2027 pela REN, enquanto ORT, encontra-se sujeita à seguinte legislação comunitária e nacional:

B.1 Legislação comunitária

1. **Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho** - estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade e contém os princípios gerais e as competências dos operadores das redes de transporte e das entidades reguladoras, no que concerne à elaboração de planos de desenvolvimento e investimento nas infraestruturas. Esta Diretiva remete para o Regulamento (CE) n.2 714/2009, de 13 de julho, alguns aspetos respeitantes à elaboração, acompanhamento e monitorização dos planos de investimento dos operadores das redes de transporte e à sua coerência com o plano decenal de desenvolvimento da rede à escala comunitária referido nesse Regulamento europeu.

[101] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho

A Diretiva 2009/72/CE foi transposta para a ordem jurídica interna através do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 e do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, ambos de 8 de outubro, que alteram, respetivamente, o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

2. Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho consagra as condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade, estabelece o conceito de plano decenal, a ser apresentado de dois em dois anos, como um dos pilares do desenvolvimento das infraestruturas de energia europeias, incluindo uma perspetiva de adequação da capacidade de produção de eletricidade à escala europeia.

3. Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril destina-se a facilitar o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade das redes energéticas transeuropeias (TEN-E).

   Este Regulamento dá prioridade a corredores físicos e áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa e estabelece os critérios para a identificação de Projetos de Interesse Comum (PCI), projetos transfronteiriços que beneficiem, pelo menos, dois países da União Europeia. Os três principais objetivos deste Regulamento são:

   a) Facilitar a execução atempada dos PCI, estabelecendo, para isso, novos procedimentos de atribuição de licenças a estes projetos, mais transparentes e expeditos;

   b) Estabelecer regras para a imputação dos custos transfronteiriços dos PCI;

   c) Determinar as condições de elegibilidade dos PCI para a assistência financeira da UE ao abrigo do Connecting Europe Facility (CEF) — mecanismo de apoio financeiro a investimentos destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e da tecnologia digital.

   A lista de PCI da União estabelecida pelo Regulamento Delegado (UE) 2016/89, de 18 de novembro de 2015, será substituída pela terceira lista de PCI da União, publicada em 23 de novembro de 2017, que deverá ser fixada por um Regulamento delegado da Comissão, em conformidade com o procedimento previsto no Regulamento (UE) n.º 347/2013 e a publicar brevemente.

4. Regulamento (UE) n.º 1316/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro - determina as condições, os métodos e os procedimentos para a concessão de assistência financeira da União Europeia às redes transeuropeias, a fim de apoiar PCI nos setores da energia, transportes e telecomunicações.

5. Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, estabelece o código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede (MG)

   a) O Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão estabelece um código de rede que define os requisitos para a ligação à rede interligada de instalações geradoras, nomeadamente módulos geradores síncronos, módulos de parque gerador e módulos de parque gerador ao largo. Contribui, por conseguinte, para assegurar condições equitativas de concorrência no mercado interno da eletricidade, para garantir a segurança das redes e a integração das fontes de eletricidade renováveis, e para facilitar o comércio de eletricidade na União Europeia.

   b) As novas realidades de produção renovável exigem que essas tecnologias não deixem de ter capacidade técnica para acomodar perturbações de rede e assim contribuir para a segurança e estabilidade dos sistemas e redes, à semelhança dos restantes centros electroprodutores em condições de equidade, razão que torna imprescindível o enquadramento técnico destas caraterísticas. Este esforço está a ser objeto de normalização ao nível europeu através do presente Regulamento que afeta as condições técnicas de ligação.

c) Este Regulamento estabelece igualmente obrigações destinadas a garantir que os operadores de rede fazem uma utilização adequada das capacidades das instalações geradoras, de forma transparente e não discriminatória, para proporcionar condições equitativas em toda a União Europeia.

B.2 Legislação nacional

1. Decreto-Lei n.º 2 215-8/2012, de 8 de outubro - procedeu à sexta alteração do Decreto Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, que consagra o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador, à organização dos respetivos mercados e aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades, no desenvolvimento dos princípios constantes do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.[2] 2154/2012, de 8 de outubro, completando a transposição da Diretiva n.2 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado da eletricidade.

2. Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro - constitui a quinta alteração do Decreto Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, que estabelece os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade.

   De acordo com o artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 2154/2012, de 8 de outubro, o operador da RNT deve elaborar um plano decenal do desenvolvimento e investimento da rede de transporte (PDIRT), que inclua:

   a. Informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar no decénio seguinte;

   b. Indicação dos investimentos que o operador da RNT tenha já decidido efetuar e, de entre estes, os que preveem realizar nos três anos seguintes;

   c. O calendário dos projetos de investimento.

C. Procedimentos

1. O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do Plano Nacional Decenal de Investimento na Rede de Transporte pode sintetizar-se no seguinte esquema:

Figura 1-1 — Esquematização de desenvolvimento, aprovação e execução dos PDIRT.E

Fonte: ERSE – Proposta de PDIRT-E 2018-2017

2. O planeamento da RNT deve estabelecer medidas que permitam assegurar a adequação da rede, a segurança do abastecimento e a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade, de acordo com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço.

3. A REN, enquanto ORT, envia à DGEG para apreciação, a sua proposta de PDIRT-E, até 31 de março dos anos ímpares. A apreciação pela DGEG rege-se pelas necessidades de investimento com vista a assegurar níveis adequados do segurança de abastecimento e ainda o cumprimento de outras metas de política energética.

4. A proposta de PDIRT-E em apreço é submetida a consulta pública pela ERSE, nos termos do número 4, do art.º 36.º-A do DL 172/2006, de 23 de agosto. Este documento, sujeito a consulta pública, já incorpora eventuais pedidos de alterações apresentados pela DGEG à proposta inicial da REN.

5. Posteriormente, o parecer da ERSE acompanhado dos resultados da consulta pública é enviado ao membro do Governo responsável pela área da energia, a quem cabe a decisão final relativamente à aprovação do PDIRT-E.

6. Esta consulta decorre do processo de apresentação e aprovação da proposta de PDIRT-E, para o período 2018-2027, que assenta no RMSA-E 2016, aprovado em janeiro de 2017, apresentada pela REN, enquanto entidade concessionária da RNT (Rede Nacional de Transporte) à ERSE.

7. O CT não pode deixar de manifestar preocupação face ao calendário de aprovação do PDIRTE. Atualmente, o Decreto-Lei n. 2 172/2006, de 23 de agosto (na redação dada pelo Decreto Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro), estabelece que o Governo tem 30 dias para aprovação. Por seu turno a Lei n. º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprova o Orçamento do Estado para 2017, veio adicionar uma nova etapa ao processo de apreciação e aprovação do PDIRT traduzida na discussão da proposta por parte da Assembleia da República, após parecer da ERSE decorrente da análise dos resultados da presente consulta pública.

8. Este processo terá o seu desfecho com a decisão pelo membro do Governo responsável pela área da energia. Afigura-se, contudo, necessário clarificar a sequência do processo de decisão por cada um dos intervenientes, bem como os respetivos prazos associados a cada uma das etapas deste processo, salvaguardando a atempada decisão relativa aos projetos apresentados na proposta de PDIRT-E.

9. A este propósito o CT reitera a preocupação pelo facto de a proposta de PDIRT- E 2015, após Consulta Pública e parecer da ERSE continuar sem decisão por parte do concedente.

D. Recomendações do CT à proposta de PDIRT-E 2018 – 2027

1. Globalmente, o CT considera esta proposta de PDIRT-E positiva, nomeadamente pelas diversas melhorias introduzidas pela REN face ao PDIRT-E anterior nomeadamente:

   a. Previsão da evolução do consumo de eletricidade e ponta síncrona: A atual proposta incorpora a evolução da procura prevista no RMSA-E 2016, que reflete as orientações de politica energética do Governo e é publicado pela DGEG, adotando, como cenário base para o exercício de planeamento, o cenário Inferior do RMSA-E 2016, e realizando uma análise de outros cenários de procura Central e Superior que são mais exigentes, nas opções de investimento. Na última proposta de PDIRT-E 2015, foi adotado como cenário base, o cenário central do RMSA-E 2014.

   b. Caraterização dos custos e benefícios associados aos projetos de investimento: À semelhança da proposta de PDIRT-E anterior, o operador da RNT utilizou uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício (MCB) no seu processo de avaliação e seleção de projetos de investimento. Adotando esta metodologia, o operador da RNT apresenta na proposta de PDIRT-E 2017 as soluções técnicoeconómicas (projetos de investimento) que entende darem melhor resposta às diferentes necessidades, tendo:

i. Aplicado esta metodologia individualmente a cada projeto complementar;

ii. Introduzido algumas melhorias, como por exemplo a monetização da variação das perdas elétricas, mas também a disponibilização sobre dados relativos ao índice de Estado dos ativos.

c. Identificação dos projetos que necessitem Decisão Final de Investimento (DFI): na atual proposta, o ORT adotou uma nova linha de orientação do plano e identifica claramente quais os projetos que considera fundamentais e para os quais é necessário DFI (respetivos montantes) no primeiro quinquénio do plano. Os projetos foram classificados em dois segmentos:

i. Projetos Base, que terão necessariamente de se realizar para garantir a segurança de pessoas e bens, os níveis de operacionalidade da RNT, bem como para responder às necessidades de reforço de alimentação à RND, para os quais é necessária uma decisão de investimento;

ii. Projetos Complementares, que decorrem de novas necessidades de origem externa à RNT, nomeadamente de fatores associados à implementação de medidas de política energética.

d. Projetos futuros: a anterior proposta não indicava projetos para decisão futura. O PDIRT-E 2017 dedica o ponto 5.4 ao tema "energias renováveis de origem ou localização oceânica", concretamente ao aproveitamento de produção de energia eólica localizada ao largo de Viana do Castelo. O operador da RNT informa que 'to projeto para receção de energia offshore ao largo de V. de Castelo será totalmente financiado com subsídios". Apresenta ainda o indutor "Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar", dando relevo à informação disponibilizada sobre o elevado volume de pedidos para ligação de projetos solares, totalizando mais de 3000 MW, distribuídos essencialmente pelo Alentejo e Algarve.

e. Quantificação do custo total de cada projeto: Face à proposta anterior, em que apenas era disponibilizada informação dos custos dos projetos a custos diretos externos (CDE), o ORT identifica agora os montantes relativos a encargos de estrutura e gestão e a encargos financeiros, permitindo quantificar de forma clara o custo total a incorporar no cálculo das tarifas.

f. Análise do Impacto tarifário

i. O operador da RNT disponibiliza informação sobre a estimativa do impacto tarifário, referindo os pressupostos considerados na determinação dos mesmos, para os Projetos Base e para o agregado de Projetos Base e Projetos Complementares.

ii. À semelhança da proposta de PDIRT-E 2015, a análise de impactos foi realizada em várias vertentes (preço médio do SEN, preço médio das tarifas de acesso, proveito unitário da atividade de TEE).

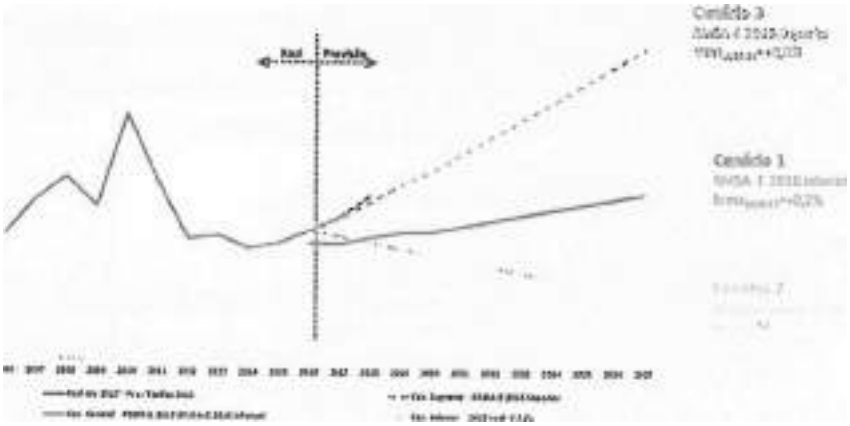
iii. Foi considerado um cenário de consumo conservador, (estagnação no nível previsto para Tarifas 2017) sendo assim o mais desfavorável para medir o impacte tarifário, enquanto na proposta de PDIRT-E 2015 foi apresentada a sensibilidade dos impactos em relação à variação do consumo.

iv. São também apresentados os impactos tarifários individualizados para cada Projeto Complementar.

v. Da informação apresentada ao CT, este regista positivamente o facto de em qualquer dos cenários de investimento futuro, o esforço tarifário ser consistentemente decrescente, resultante da diminuição da base de ativos líquidos a remunerar em qualquer dos cenários considerados pela ERSE.

vi. De acordo com os gráficos abaixo, constantes da apresentação ao CT pela ERSE:

Cenários de evolução da procura considerados na análise ERSE



Fonte: ERSE- Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Apresentação ao CT

Evolução do proveito unitário e CAPEX unitário com base nos diversos cenários de evolução da procura tendo por base o cenário superior de investimento[102] da análise ERSE

Fonte: ERSE- Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Apresentação ao CT

Fonte: ERSE- Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Apresentação ao CT

[102] Projetos Base e Projetos Complementares transferidos para exploração até 2022, exceto Alimentação Cliente MAT como referido na apresentação da ERSE ao CT.

g. Cenários de Oferta de produção de energia elétrica: O operador da RNT considerou como pressuposto a manutenção da central térmica de Sines até 2025, bem como o descomissionamento das centrais do Pego (carvão) em 2021 e da central a GN Tapada do Outeiro em 2024, de acordo com a Trajetória A do RMSA-E 2016. Por outro lado, a atual proposta já não considera as centrais do Alvito e Girabolhos, e considera o adiamento da central do Fridão. Com este cenário de oferta, o operador da RNT ajustou a proposta de planeamento em consonância, com impacto no adiamento de alguns projetos.

h. O CT considera positivo que da comparação entre as duas propostas de PDIRT-E, anterior e a atual, em termos de investimentos proposto para os primeiros cinco anos do plano, se constate uma redução de cerca de 30% no valor total de transferências para exploração (a CDE), passando de mais de 600 milhões de euros, na proposta de PDIRT-E 2015, para cerca de 400 milhões de euros, na atual proposta de PDIRT-E 2017.

2. Face ao exposto, o CT considera igualmente que alguns aspetos desta consulta carecem de melhoria ou até de algum reenquadramento pelo que, sem prejuízo de análise mais aprofundada nos pontos abaixo, destacam-se sucintamente os seguintes temas:

a) A designação de alguns projetos como complementares não deve induzir em erro quanto à prioridade dos mesmos. Esta designação inclui projetos essenciais para o sistema e cumprimento dos compromissos já estabelecidos.

b) No processo de consulta pública seria positivo que os pressupostos de procura incluíssem informação sobre: (1) eventual atualização de dados face ao RMSA-2016, (2) o PDIRT ficaria mais completo se incluísse sensibilidades a cenários de maior crescimento da procura, e (3) o conceito de utilização da rede fosse considerado com maior amplitude para além do consumo.

c) O descomissionamento da central de Sines cria potenciais limitações à operação do sistema, facto que tende a ser agravado com a eventual necessidade de antecipação do mesmo, pela recente eliminação gradual da isenção de pagamento de ISP e adicionamento de C02 até 2022.

d) No âmbito do Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hídrico (PNBEPH), e desta proposta de PDIRT-E deve ser garantida a entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos, alguns dos quais em construção, com as respetivas ligações à rede, nos termos contratuais estabelecidos.

e) A proposta de PDIRT-E 2017 não considera outras ligações adicionais de geração provenientes de fontes renováveis, para o período 2020-2030, ainda em discussão, no âmbito das orientações europeias de política energética e ambiental (Clean Energy for all Europeans). Assim o CT considera prudente a abordagem do PDIRT-E.

f) O projeto *WindFloat* deve ser objeto de DFI, pelo vetor de importância estratégica para o País e pelos compromissos já assumidos, sendo que o início de operação tem de ocorrer até ao final de 2019 para cumprir com as obrigações do Programa de Financiamento da Comissão Europeia.

E. Recomendações do parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2015

a. No parecer à proposta de PDIRT-E 2015, para o período 2016-2025, a ERSE efetuou as seguintes Recomendações:

i. Todos os projetos de investimento deverão ser reponderados, com a necessidade e urgência da sua concretização melhor justificada, para que possam merecer uma Decisão Final de Investimento em sede de aprovação de uma proposta de PDIRTE;

ii. As previsões do consumo final de eletricidade deverão ter em conta as perspetivas de desenvolvimento económico e social do país, bem como as tendências e o enquadramento das

mais recentes previsões para a economia portuguesa que afetarão as perspetivas de evolução do consumo de eletricidade;

iii. A especificação pelo operador da RNT de quais os projetos para os quais solicita uma DFI na edição de PDIRT-E em avaliação, permitirá ao decisor ter uma visão mais clara das consequências decorrentes da aprovação, reprovação ou adiamento de cada um dos projetos (ou conjunto de projetos) de investimento sujeitos a uma DFI, reduzindo o montante de investimento associado à aprovação de cada uma das edições de PDIRT-E.

b. Na proposta de PDIRT-E 2017 em apreço verifica-se que foram acolhidas as seguintes recomendações:

i. Melhor adequação do investimento global;

ii. Melhoria da informação sobre os custos totais;

iii. RMSA-E 2016 atualizado;

iv. Identificação de projetos que necessitam de DFI;

v. Análise de impacto nos proveitos projeto a projeto.

c. No entanto a ERSE considera que ainda há espaço para melhoria dos seguintes aspetos:

i. Análises de sensibilidade;

ii. Análise Ponta RNT /Ponta Síncrona;

iii. Coordenação entre ORT e ORD - Os operadores das redes devem procurar coordenar entre si a operação das redes, no sentido de minimizar o investimento necessário em equipamentos de rede e de melhor fundamentar decisões conjuntas de investimento, patentes em futuras propostas de PDIRT-E e PDIRD-E;

iv. Análise Custo Benefício (CBA) - No que diz respeito à análise do vetor de investimento "gestão do fim de vida útil de ativos" e comparticipação de reforço de redes, a ERSE recomenda assim que seja melhorada a informação sobre os benefícios, monetizando, não apenas o valor não pago através do IMEEFVU (Incentivo à Manutenção em Exploração do Equipamento em Fim de Vida Útil), mas igualmente os ganhos com a ação em termos de fiabilidade.

Na valorização de benefícios a ERSE recomenda que a informação disponibilizada seja complementada com a descrição da metodologia adotada pelo operador da RNT:

i. Na agregação dos projetos num bloco;

ii. Na correspondência entre cada projeto e os seus beneficiários,

II

ESPECIALIDADE

A. Ponto Prévio

1. O CT releva que este PDIRT-E é 0 3º exercício elaborado, salientando que para os 2 anteriores não se verificou a aprovação ou rejeição formal dos mesmos.

2. Acresce a este facto ter-se verificado a concretização pontual de projetos, sendo que não é evidenciado pela ERSE:

a) O balanceamento entre os projetos já executados e os que se encontram em curso;

b) As razões que determinaram a sua concretização.

3. O CT não pode deixar de manifestar a sua incompreensão pela manutenção reiterada desta situação de não decisão, que:
   a) Inviabiliza a comparação entre versões do PDIRT-E;
   b) Não contribui para a transparência e eficácia do processo.

B. Proposta de PDIRT-E 2017

A proposta de PDIRT-E 2017, submetida à apreciação da presente consulta pública, encontra-se estruturada em 6 capítulos, para além do Sumário Executivo:

1. Capítulo 1 — Enquadramento e Âmbito;
2. Capítulo 2 — Caraterização Atual da Rede de Transporte;
3. Capítulo 3 — Pressupostos do Plano;
4. Capítulo 4 — Projetos Base de Investimento;
5. Capítulo 5 — Projetos Complementares de Investimento;
6. Capítulo 6 — Impacto dos Investimentos apresentados no PDIRT.

C. Evolução face à proposta de PDIRT-E 2015

1. A proposta de PDIRT-E 2017 apresentada pela REN considera uma diminuição de 33% do valor proposto em relação à proposta de PDIRT-E 2015, sendo que, por sua vez, a proposta de PDIRT-E 2015 também apresentou uma diminuição de cerca de 3096 do valor proposto na proposta de PDIRT-E 2013.
2. Registe-se, porém, que os PDIRT-E apresentados em 2013 e 2015 não foram aprovados e, portanto, as comparações de valores indicadas, são apenas entre sucessivas propostas do ORT e não de planos efetivos.
3. Apesar de não haver aprovação dos planos de 2013 e 2015, foram concretizados alguns investimentos que não são individualizados neste PDIRT-E, sendo, contudo, sinalizados na proposta de tarifas e preços apresentada anualmente, os volumes globais de investimento ocorrido.
4. Para facilitar a comparação entre PDIRT-E, o CT recomenda que, em futuras edições, seja feita pelo operador de rede uma avaliação diferencial do PDIRT-E face ao anterior, onde se identifiquem, para o período entretanto decorrido, a evolução dos principais investimentos efetivamente realizados e alterações que tenham ocorrido.
5. O CT reforça a importância e necessidade de haver uma decisão final sobre cada PDIRT-E, única forma de assegurar a coordenação e transparência das decisões, e assegurar um horizonte à organização e planeamento dos investimentos pelos concessionários e sua previsão tarifária pela ERSE.
6. A situação atual, de planos que não são decididos, conduz a uma incerteza generalizada sobre a realização dos investimentos e à sua concretização pontual,
7. As consequências da ausência de decisão são, no entender do CT, contrárias à motivação da realização dos PDIRT-E. Um plano permite a identificação justificação e discussão das necessidades de investimento, devendo conduzir a uma opção responsável e transparente da sua concretização.

D. Pressupostos metodológicos

A proposta prévia de PDIRT-E 2017 foi concluída em março de 2017 (há mais de um ano) e teve como informação de base o RMSA-E de 2016, pelo que parte de dados atualizados até 2015. Todo o ciclo de apresentação da proposta prévia do PDIRT apresentada à DGEG, da sua discussão e posterior tomada de decisão, tem tempos muito longos, com um desfasamento temporal que prejudica a análise de hoje já que

os pressupostos perdem a atualidade. Entende o CT que seria desejável que este ciclo fosse mais curto para permitir uma maior proximidade entre os pressupostos e os valores reais verificados.

1. Análise da evolução da oferta de capacidade de produção

a. Os pressupostos da proposta de PDIRT-E 2017 assentam na Trajetória A do RMSA-E 2016, relativa à evolução do sistema electroprodutor, em particular para as grandes térmicas, considerando o descomissionamento da central de Sines no final de 2025, da central do Pego (a carvão) no final de 2021 e da central da Tapada do Outeiro (CCGT) no final de 2024.

b. O RMSA-E 2016 referia que com o descomissionamento da central de Sines em 2025, o índice de Cobertura probabilístico da Ponta (ICP) ficaria no limiar mínimo para o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento do Sistema Electroprodutor Nacional, em particular no contexto de um regime hidrológico seco e com a variabilidade da eólica e solar.

c. A proposta de PDIRT-E 2017 consubstancia esta preocupação ao referir que o descomissionamento da central de Sines cria uma potencial limitação na operação do sistema, em condições de segurança e operação.

d. A recente alteração do regime fiscal, determinada pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprova o Orçamento de Estado para 2018, que estabelece a eliminação gradual da isenção de pagamento de ISP e adicionamento de C02, aplicável às centrais a carvão, até 2022 pode criar condições que levem à antecipação do descomissionamento das centrais a carvão e com isso conduzir à necessidade de rever os calendários de investimento na rede.

e. O CT recomenda que, no próximo exercício anual de RMSA, os cenários de descomissionamento antecipado das centrais a carvão sejam aprofundados. Sendo o RMSA o ponto de partida dos PDIRT-E, estes devem refletir tais cenários, e avaliar a necessidade de medidas que permitam salvaguardar o equilíbrio da gestão de sistema, em condições de segurança e qualidade, de forma a permitir a sua incorporação nos próximos exercícios de planeamento de rede e com os respetivos impactos tarifários.

f. Apenas como breve nota de detalhe, e ainda sobre as trajetórias de descomissionamento das grandes térmicas, o CT assinala uma inconsistência no documento de enquadramento desta consulta, apresentando pela ERSE, sendo que o RMSA-E 2016 e a proposta de PDIRT-E referem como pressuposto o descomissionamento de Sines em 2025 (e não em 2024) e da CCGT da Tapada do Outeiro em 2024 (e não em 2021).

g. Ainda sobre a oferta, o CT não pode deixar de sublinhar a necessidade de serem asseguradas, em tempo útil, as decisões de aprovação dos projetos para ligação das centrais abrangidas no âmbito do PNBEPH, para as quais existem compromissos assumidos nomeadamente para datas de entrada em exploração.

h. A próxima proposta prévia de PDIRT-E, a concluir em março de 2019, ao ter em conta os pressupostos e resultados do RMSA 2018, deverá refletir as medidas de política energética que venham a ser decididas, entretanto, à luz de instrumentos específicos como o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), atualmente em elaboração, considerando as mais recentes orientações de política energética e ambiental, quer a nível nacional quer a nível comunitário.

i. Entre os projetos complementares de cariz urgente, o projeto *offshore* do *Windfloat* apresenta uma dimensão estratégica para Portugal, em termos de competitividade, desenvolvimento tecnológico e exportação na área das tecnologias renováveis, algo que é reconhecido pela própria Comissão Europeia e na legislação nacional. O CT alerta para o facto do projeto *Windfloat* ter de entrar em operação até ao final de 2019, de modo a cumprir as obrigações definidas no Programa de Financiamento da Comissão Europeia NER300.

j. O CT nota que a proposta de PDIRT-E 2017 considera os valores das potências reservadas para os grandes centros produtores em MVA, quando o RMSA-E-2016 considera a mesma informação expressa em MW, pelo que recomenda a harmonização de unidades já que tal pode originar diferenças na perceção dos valores da capacidade disponível da RNT.

2. Análise da procura

a. Os pressupostos de evolução de procura da proposta de PDIRT-E 2017 seguem apenas o cenário inferior do RMSA-E 2016, com uma TCMA de 0,24% entre 2018-2030.

b. Os valores de procura (e mesmo os de utilização da RNT) da proposta de PDIRT-E 2017 são inferiores aos valores reais de 2017, aproximando-se estes últimos do cenário superior do RMSA. O ORT considera que, até ao próximo PDIRT, esta trajetória não é condicionante de uma necessidade de alteração dos investimentos previstos.

c. A proposta de PDIRT-E indica não ser possível garantir necessidades não previstas que se materializem dentro de um período temporal de 3 anos, não obstante referir a necessidade de monitorizar os níveis de carga na rede e a possibilidade de antecipar projetos que se revelem necessários.

d. Para prevenir eventuais constrangimentos na operação da rede, entende o CT que se flexibilize aquele período temporal em função das situações específicas que possam vir a ocorrer.

e. A avaliação de sensibilidades a diferentes cenários de procura e a incorporação do conceito de utilização de rede (mais abrangente que o consumo per se) são aspetos fundamentais para garantir um melhor planeamento do desenvolvimento e investimento das infraestruturas da RNT. Como tal, o CT reforça a necessidade de serem tidos em conta no próximo PDIRT-E.

E. Metodologia de seleção de investimentos e informação económica

1. O CT considera o atuai modelo de elaboração do PDIRT-E como globalmente adequado aos objetivos a que se propõe, independentemente das melhorias de análise de base e detalhe de informação que têm vindo a justificar-se e, consequentemente têm vindo a ser introduzidas, bem como outras anteriormente explicitadas que se revelam úteis introduzir.

2. Constata-se, no entanto que apesar do mencionado, as propostas de PDIRT-E de 2013 e 2015, foram objeto de apreciação e parecer de diversas entidades, não tendo, no entanto, sido decididas, verificando-se, no entanto, a concretização de algumas soluções pontuais.

3. A separação em projetos base e complementares pode induzir a aprovação apenas dos primeiros.

4. Sem prejuízo da aprovação dos projetos base pelo concedente, entende o CT que as dificuldades relativas aos restantes projetos deverão ser ultrapassadas através de uma profunda reflexão sobre as condições e pressupostos da sua aprovação.

a) Estrutura de repartição de custos

i. A atual organização do SEN, a crescente penetração de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, o papel cada vez mais ativo dos consumidores e o próprio desenvolvimento tecnológico, conduziram ao surgimento doutro conjunto de outras utilizações das redes, para além da geração centralizada e dos consumidores per se: produtores descentralizados, consumidores em autoconsumo e outros negócios de energia, que devem assumir os custos da infraestrutura na justa proporção do que sobre eles implicam e dela beneficiam.

ii. A título de exemplo, afirma a ERSE na página 34 do documento de apresentação da presente consulta: .com o aumento da produção local para autoconsumo (ou, numa perspetiva ainda mais futurista, para venda direta *peer to peer* dentro de uma comunidade local), tenderá a haver uma

diminuição da procura do ponto de visto dos mercados tradicionais, no pressuposto de não virem a existir outros fatores que façam aumentar a procura de eletricidade. "

iii. O CT recomenda que exista uma reflexão sobre a justa repartição dos custos das infraestruturas entre todos os utilizadores, e proceder aos respetivos ajustamentos tendo em consideração os custos e benefícios que estas novas utilizações introduzem no SEN.

iv. Face à problemática da definição de comparticipação dos custos de ligação à RNT, o CT recomenda que a ERSE desenvolva as metodologias adequadas para estabelecer e valorizar critérios de partilha de custos e benefícios entre os diversos tipos de utilizações da rede, tendo em conta todas as vertentes em jogo.

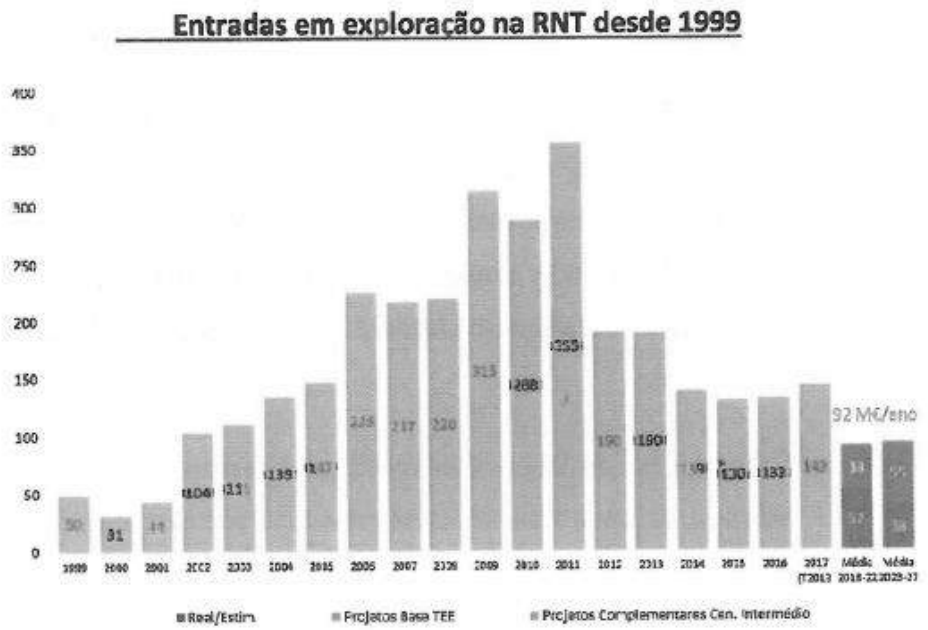
F. Critérios e princípios para fundamentação da decisão final de investimento

1. O CT tem presente que a periodicidade bienal de apresentação dos PDIRT-E permite seguir de perto os ciclos de investimento e avaliar, em momento próprio, o volume de investimento, associado às decisões que devem ser tomadas, até que o novo PDIRT-E esteja discutido e decidido. As restantes propostas de investimento, sendo indicativas nesta fase, serão objeto de reapreciação na discussão do futuro PDIRT-E, quando o nível de certeza sobre a sua oportunidade for adequado.

2. É também função de um PDIR avaliar os investimentos que se identificam no horizonte mais alargado, de modo a dar indicação previsional sobre os projetos que se perspetivam no médio e longo prazo e respetivos montantes.

3. A apresentação pelo operador de rede de um subconjunto de projetos com necessidade de DFI no quinquénio 2018-2022 permite identificar, de forma clara, os que, da responsabilidade exclusiva do promotor, devem ser assumidos nesse período, tendo em conta as datas de entrada em serviço requeridas, e o tempo necessário ao licenciamento, estudo e construção necessário.

4. O gráfico indica os montantes relativos às entradas em exploração na RNT desde 1999. Os valores médios propostos para entrada em exploração ao abrigo deste PDIRT-E são inferiores aos valores verificados em 2002 e aos valores praticados nos últimos anos, o que se regista positivamente no quadro de um esforço de reduzir os custos anuais das infraestruturas.



Fonte: ERSE- Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Apresentação ao CT

5. Os valores acima indicados para os dois quinquénios deste PDIRT-E refletem, além dos projetos base envolvidos, os projetos complementares considerados pela ERSE[103] .

F.1. Projetos base

1. Os investimentos identificados no PDIRT-E como "base" decorrem de decisões cuja proposta depende exclusivamente do operador da rede de transporte e estão ligadas à continuidade e segurança do serviço prestado, no respeito das obrigações expressas no contrato de concessão, onde se inclui o abastecimento da rede de distribuição interligada com a RNT. Estão neste caso listados dois subgrupos essenciais, a remodelação e modernização de ativos e a satisfação de compromissos com a RND sobre a sua segurança de alimentação.

2. Para o quinquénio 2018-2022 os projetos base conduzem a transferências para exploração no valor de 258 M€ a custos totais, com uma média anual de cerca de 52 M€. Este valor é relativo apenas à atividade de transporte de energia elétrica (TEE), com cerca de 176M€ decorrentes das decisões de gestão de ativos e 82 M€ associados a compromissos com o ORD, no âmbito da segurança de alimentação da rede de distribuição. Complementarmente a estes valores, consideram-se ainda neste período 25 M€ associados à atividade de Gestão Global do Sistema (GGS).

3. O montante global de investimento que carece de DFI nesta proposta de PDIRT-E é de aproximadamente 193 M€ valor previsto a CDE, de acordo com o gráfico que consta da proposta e que se transcreve:

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Figura 4-5 pág. 97

4. A ERSE organizou a presente Consulta Pública centrada na necessidade de, com a aprovação da proposta sub judice, ser tomada uma DFI em relação a um conjunto de projetos de investimento identificados com entrada em exploração prevista no período 2018 a 2022. O CT concorda com esta abordagem, que permite decidir com maior certeza os investimentos necessários.

5. O CT regista positivamente a avaliação por metodologia Custo/Beneficio (MCB) quantificando os efeitos dos investimentos. No caso vertente dos projetos base, o balanço é positivo, em particular tendo em conta que se destinam fundamentalmente para apoio ao consumo.

6. Releva-se, nomeadamente, o contributo para a melhoria da qualidade de serviço nas suas diversas dimensões, na redução da profundidade, duração e frequência de cavas de tensão, entre outros benefícios, como mostra o quadro abaixo.

[103] Proposta PDIRT-E 2017 (Projetos Base TEE + Projetos Complementares).

7. A proposta em apreço mostra os Benefícios e Custos associados à implementação dos projetos base:

Síntese dos Benefícios e Custos – Projetos Base[1]

Benefícios e Custos esperados		2032
Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano)		**12,8**
Redução de custos para o SEN (M€/ano)		**6,7**
Redução das perdas de energia	(GWh/ano) | (M€/ano)	-3,7 | -0,2
Redução de energia distribuída em risco *	(GWh/ano) | (M€/ano)	178,3 | 4,3
Redução de carga natural em risco de interrupção **	(GW) | (M€)	5,1 | 30
Redução de carga sem recurso em risco corte **	(GW) | (M€)	0,9 | 5
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalente" (n)		3 557
SAIDI: degradação evitada (minutos)		0,13
SAIFI: degradação evitada (minutos)		5,0
Cavas de tensão: redução da frequência * (%)		22
Cavas de tensão: redução da duração * (%)		32
Cavas de tensão: redução da profundidade * (%)		10
Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano)		228
Redução das emissões de CO_2 (ktonn/ano)		52
Redução de capacidade de transporte em risco ** (MVA)		157 362
Redução de potência de produção em risco de corte ** (MW)		10 099
Melhoria da média do Indicador do Estado de Ativo* (0-10)		5
Investimento (líquido de comparticipações) (M€)		**244**
Aumento de ocupação territorial superficial linear (km)		35,3

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Quadro 2 pág. XVI

a) Remodelação e modernização de ativos

1. A ponderação técnica entre a decisão de substituir ou manter em operação um determinado ativo tem evoluído no âmbito das novas filosofias de gestão de ativos, por integrarem mais conhecimento específico sobre o comportamento e criticidade das instalações e equipamentos.

2. O valor de remodelação de ativos é de 152 M€ (valor previsto a CDE) durante o primeiro quinquénio:

Orçamento do plano de remodelação de ativos

[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Remodelação de Sistemas PAC	11,1	12,0	11,0	8,5	[illegible]
Remodelação de Sistemas Alimentação	0,9	0,7	0,4	0,4	0,4
Recondicionamento de Transformadores	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Substituição de Transformadores	1,8	0,0	1,8	3,2	7,1
Reforço de Isolamento Instalações	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Remodelação de Aparelhagem	9,1	9,9	5,7	7,4	5,4
Remodelação Edifícios e Infraestruturas*	1,4	1,2	1,0	1,2	1,2
Monitorização de Ativos	2,2	2,2	2,2	0,0	0,0
Total Investimento Instalações não-lineares	**26,3**	**26,8**	**22,9**	**21,5**	**18,6**
Total Investimento Linhas	**12,3**	**7,9**	**6,6**	**5,3**	**2,6**
Total	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

*Esta rubrica contempla os edifícios técnicos das subestações

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Quadro 4-8 pág. 111

3. O operador da RNT justifica, com a metodologia de gestão de ativos que já está a implementar, as decisões de substituição que propõe e que contrastam com os elevados valores dos ativos que, embora ainda em exploração, se encontram completamente amortizados por terem atingido o limite da sua vida contabilística.

4. O CT não pode deixar de reconhecer como positiva a abordagem metodológica do operador da RNT na proposta de PDIRT-E, nas decisões de remodelação e modernização de ativos, sublinhando a importância de assegurar de forma continuada o acompanhamento das melhores práticas internacionais nesta matéria, como base para decisões adequadas sobre os investimentos em ativos em exploração.

b) Compromissos da segurança de alimentação com a RND

1. Os projetos base que constam da proposta de PDIRT E-2017, e que têm interligação com a RND têm a sua calendarização coordenada com os correspondentes projetos na RND e respondem às suas necessidades de segurança de alimentação, o que resultou de informações trocadas e de reuniões havidas entre os órgãos de planeamento dos dois operadores.

2. A coordenação entre operadores é essencial e está instituída, sendo a única forma efetiva de assegurar a articulação dos projetos independentemente dos ciclos de planeamento, garantindo desta forma que a informação mais atualizada é a efetivamente usada.

3. O plano em aprovação para o desenvolvimento da RNT considera as solicitações de reforço de capacidade de entrega e de painéis de ligação formulados pelo operador da RND e o planeamento da rede de distribuição em AT e MT.

4. No quadro de síntese abaixo identificam-se os custos (valores previstos a CDE) associados aos compromissos com o ORD e segurança de alimentação, em conjunto com os custos já referidos na alínea a) anterior de remodelação e modernização de ativos:

	Transferências para Exploração no período 2018-2027					
	2018	2019	2020	2021	2022	Média 2023-2027
Remodelação e Modern. de Ativos	38,6	34,7	29,5	26,8	22,4	30,4
Compromissos com o ORD e segurança de alimentação	4,2	12,9	12,1	27,8	13,7	1,8
Total a CDEs	42,8	47,6	41,6	54,6	36,1	32,2
Encargos de estrutura e gestão	5,4	6,0	5,2	6,8	4,5	4,0
Encargos financeiros	1,4	1,6	1,4	1,8	1,2	1,1
Total a Custos totais	49,6	55,1	48,2	63,2	41,8	37,3

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Quadro 4-1 pág. 90

F.2. Projetos complementares

1. Os projetos complementares são assim classificados pelo ORT na proposta de PDIRT-E, só pelo facto de dependerem de decisões externas ao ORT, nomeadamente no domínio da política energética e, por isso, implicarem orientações prévias fora da sua responsabilidade direta. De qualquer forma, os projetos complementares estão identificados e listados com indicação do conjunto de indutores de desenvolvimento a que visam responder e que o PDIRT-E identifica:

   i. Integração de mercados e concorrência (reforço das capacidades de interligação com Espanha, ao encontro dos objetivos MIBEL e integração de centrais do PNBEPH);

ii Ligação a potos de consumo (novas alimentações em MAT e alimentação à RND no Alto-Alentejo);

iii Gestão do sistema em ambiente de mercado (adaptação da RNT face a alterações significativas ao parque produtor térmico);

iv Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar;

v Sustentabilidade (alterações à RNT no Alto Douro Vinhateiro e em zonas urbanas consolidadas de elevada densidade).

2. Os projetos complementares totalizam cerca de 165 Milhões de euros (valores previstos a CDE) no primeiro quinquénio, estando o seu calendário de execução dependente das decisões que vierem a ser tomadas pelo Concedente.

3. Os projetos complementares considerados no PDIRT-E estão sintetizados no quadro seguinte, que identifica os indutores que cada um dos projetos pretende acomodar:

Classificação dos Projetos Complementares por Indutores

Projeto Complementar	Datas Indicativas	Montante do investimento (M€)	Indutor de desenvolvimento: Integração de mercados e concorrência	Ligação a pontos de consumo	Gestão do sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar	Sustentabilidade
Nova interligação a 400 kV Minho-Galiza	2019-2020	35,3	X				
Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	2017-2018	36,2	X				
Ligação a 400 kV Vieira do Minho - Ribeira de Pena - Feira (3 fases)	2022-2024	97,3	X				
Eixo a 400 kV Pedralva - zona do Porto (Sobrado)	2022-2023		X				
Alimentação a Cliente em MAT	2020-2022	8,3		X			
Ligação a 400 kV Rio Maior - Zona norte da Grande Lisboa	2024-2025	33,3			X		
Passagem a 400 kV do eixo Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões (3 fases)	2019-2021	32,4		X	X	X	
Nova subestação de Divor (2 fases)	2019-2021 2023-2024	16,3		X	X	X	
Criação do ponto injetor em Pegões	2026-2027	5,5		X			
Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique - Tavira	2024-2026	58,0				X	
Receção de energia offshore ao largo de Viana do Castelo	Em estudo	0*	X				
Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro	2025-2026	9,8					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto (3 fases)	2025-2027	50,5					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa (3 fases)	2025-2027	43,3					X

* - Projeto a ser totalmente financiado com subsídios, por isso sem impacto económico na base de ativos da concessão.

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Quadro 3 pág. XIX

4. No reforço de capacidade de receção de nova produção, incluída no indutor de desenvolvimento "integração de mercados e concorrência", está previsto um montante de cerca de 170 M€ (valores

previstos a CDE) em projetos complementares. Este indutor, contudo, inclui também a ligação dos empreendimentos associados ao PNBEPH, que se encontram já licenciados.

5. No conjunto dos projetos complementares, até 2022, o PDIRT-E prevê um cenário de investimento de 165M€ (valores previstos a CDE) e, para o quinquénio seguinte, 235M€ (valores previstos a CDE). Estes valores são resultantes das datas consideradas pelo ORT, mas podem ser alterados em função das decisões que venham a ocorrer por parte do Concedente.

6. A avaliação MCB dos projetos complementares permite identificar e sinalizar o seu contributo nas diversas vertentes do investimento:

Síntese dos Benefícios e Custos – Projetos Complementares

Benefícios e Custos agregados	2022	2027
Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano)	**(143,2; 153,2)**	**217,0**
Redução das perdas de energia (GWh/ano) | (M€/ano)	**30,1 | 1,1**	**2,6 | 0,1**
Manutenção ou criação de emprego externo *FTE "full-time equivalente" (n)*	10 146	
Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano)	2 544	2 711
Redução das emissões de CO_2 (kton/ano)	947	594
Melhoria do *Índice de Cobertura Probabilístico* (%)	2,5	
Cavas de tensão -redução da profundidade (%)	15	
Área envolvente valorizada em zonas sensíveis (km^2)	568,6	
Redução da ocupação superficial linear em zonas sensíveis (km)	50,4	
Investimento[4] (líquido de comparticipações) (M€)	**400**	
Aumento de ocupação territorial superficial linear (km)	693	

[4] Valor do investimento no período 2018-2027, para o Cenário Intermédio.

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Quadro 5 pág. XXII

a) Receção de nova produção

1. Requisitos técnicos

i Encontra-se em fase de implementação nacional o Regulamento (UE) n.º 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, que estabelece um Código de Rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede (MG), cujo objetivo é estabelecer regras harmonizadas relativas às caraterísticas técnicas de ligação de geradores à rede por forma a: facilitar o comércio de eletricidade na União Europeia; garantir a segurança das redes; facilitar a integração das fontes de eletricidade renováveis; aumentar a concorrência e permitir uma utilização mais eficiente da rede e dos recursos, em benefício dos consumidores.

Ii A implementação do *RfG* a nível nacional, conforme expresso pela DGEG no Despacho n. [2] 9, de 12 de fevereiro de 2018, irá proceder a uma aplicação dos critérios definidos a nível europeu, adequando-os às necessidades mais específicas do sistema elétrico português e ibérico, critérios esses que devem ser estabelecidos até 2019.

iii Os operadores de rede têm sentido a necessidade de rever os requisitos técnicos de ligação à rede, previstos na Portaria n.[2] 596/2010, de 30 de julho, onde se estabelecem o Regulamento da Rede de Transporte (RRT) e o Regulamento da Rede de Distribuição (RRD), nomeadamente o ORT que, nos termos do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, é responsável pela segurança global do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

iv Neste sentido, o CT regista positivamente o conteúdo do Despacho n. 2 9 da DGEG, de 12 de fevereiro de 2018, referente aos "Requisitos transitórios a aplicar na ligação de geradores de eletricidade à rede elétrica de serviço público (RESP) de geradores PV e CPV instalações de geração de energia elétrica de centrais fotovoltaicas (Pb/) e de centrais fotovoltaicas de concentração (CPV)", que permitirá colmatar o hiato de indefinição até 2019.

v O referido Despacho vem introduzir melhorias nas regras para ligação de instalações de energia elétrica à RESP, com o objetivo de garantir que o SEN esteja dotado de robustez necessária que permita, hoje, apresentar elevados índices de integração de energia renovável, alterando e complementando o que se encontra estabelecido no RRT e no RRD, sobre o mesmo tema.

vi Com a imposição dos referidos requisitos às instalações de geração, é entendimento do CT que importa também refletir:

- Sobre a adequação dos valores de receção de nova geração nas atuais redes, disponibilizados pelos operadores das redes;
- Quanto à oportunidade de discutir os atuais critérios de planeamento, também previstos no RRT e no RRD, os quais não mereceram ainda qualquer alteração.

Tal como têm sido aplicados ao longo do tempo, pelos operadores de rede, estes critérios têm como consequência a limitação do volume de nova produção que se pode ligar às atuais redes. Com os novos requisitos agora aprovados, será possível gerir o parque electroprodutor sem colocar em causa a operação do sistema elétrico, nem a segurança de abastecimento dos atuais consumos.

b) Dimensionamento das redes

i. Os projetos de investimento, que incluem a criação de capacidade de receção de nova produção renovável, totalizam 125 M€ no primeiro quinquénio, e quase 300 milhões de euros até 2027:

- Eixo Fundão - Falagueira: 42 M€;
- Eixo Vieira Minho - Ribeira Pena - Feira: 84 MC;
- Eixo Pedralva - Sobrado: 29 M€;
- Eixo Ferreira Alentejo - Ourique - Tavira: 67 M€;
- Eixo Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões: 63 M€.

ii. Os projetos de ligação de nova produção, associados ao indutor "integração de mercados e concorrência", dão resposta a compromissos assumidos em termos de licenças, já atribuídas pela DGEG, de que são exemplo os projetos de investimento na zona da Beira Interior no eixo Falagueira - Fundão e a construção do eixo entre Ribeira de Pena-Vieira do Minho - Feira, no caso da cascata do Tâmega.

iii. É entendimento do CT que o impacto das disposições do Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, tem de ser refletido nos Regulamentos das Redes de Transporte e Distribuição.

F. Reforço da capacidade de interligação com Espanha

a. As interligações são um meio fundamental para a integração de mercado na União Europeia. O objetivo de ampliar a capacidade de interligação para fins comerciais até aos 3000 MW, em ambos os

sentidos, teve já parecer positivo da ERSE, estando para o efeito considerada a designada interligação do Minho que se trata, inclusive, de um projeto de interesse comum europeu (PCI).

b. A presente proposta de PDIRT-E, entregue em março de 2017, considera que a linha Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão estaria operacional até final de 2017, o que não ocorreu. Por seu turno, a interligação Minho — Galiza, que estava prevista entrar em serviço entre os anos de 2019 e 2020, está agora programada para 2021/2022. Com base no exposto, o CT considera fundamental que seja assegurada a articulação em termos de prazo, desta interligação com os projetos que dela possam beneficiar.

G. Outros projetos complementares

a. O ORT explicita, na sua proposta de PDIRT, os projetos complementares que servem uma diversidade grande de indutores, cujas decisões de investimento são promovidas pelo Concedente.

b. Neste conjunto de projetos, está em apreciação a passagem a 400 kV dos atuais troços Falagueira-Estremoz e Estremoz—zona de Divor. Este último, com cerca de 50 km, foi inicialmente ligado a 60kV de forma coordenada com o ORD. Esta medida permitiu concretizar o reforço de abastecimento à região de Évora/Arraiolos e evitar a antecipação do investimento na nova subestação de Divor.

c. Como se refere no PDIRT-E, uma vez concluído, aquele eixo: serve a capacidade de receção de geração no Alto Alentejo; cria condições de alimentação do eixo ferroviário Évora-Elvas/Caia; flexibiliza a alimentação aos consumos da RND em particular em Estremoz, e reforça a segurança de abastecimento da região sul em caso de não produção termoelétrica em Sines.

d. O CT reconhece positivamente que os custos da receção da produção de energia eólica offshore são integralmente subsidiados, pelo que o ORT não previu nenhum valor para este efeito.

e. A transferência da capacidade de receção de 800 MW, disponível na zona de Sines, para o interior Sul, é a justificação do ORT para a instalação do eixo a 400kV desde Ferreira do Alentejo até Ourique e continuando mais para sul até Tavira.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 29 de março de 2018.

[Parecer integral digitalizado]

Período regulatório
2015-2017

eletricidade

I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO

Alfredo Rocha *Armando Varela* *Demétrio Alves*	Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses
António Cavalheiro	Representante das associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)
Carlos Chagas	Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: UGC - União Geral de Consumidores
Carlos Silva	Representante das associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)
Eduardo Quinta Nova	Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: UGC - União Geral de Consumidores
Fernando Ferreira	Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores
Joana Simões	Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente
Joaquim Teixeira	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade
Luis Marcelino *Carlos Henggeler* *Carlos Antunes*	Representante das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT)
Manuela Moniz *Carolina Gouveia*	Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
Maria Cristina Portugal *Manuela Moniz* (a partir de14.10.2016)	Representante do membro do Governo responsável pela área da energia - **Presidente**
Mário Reis	Representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores: ACRA - Associação dos Consumidores da Região Autónoma dos Açores
Nuno Gomes	Representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira: ACM, representação assegurada pela DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
Patrícia Gomes	Representante da Direção-Geral do Consumidor

Pedro Furtado	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de eletricidade
Ricardo Pacheco *Luis Silva*	Representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre
Rui Vieira	Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira
Vítor Machado	Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

II. PARECERES

1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS

◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." 104.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural -emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Nos termos do n.º 5 do art.º 5.º do Regimento Interno o CT procedeu à audição, em 18 de outubro de 2017, de:

EDPD - Eng.º Ferreira Pinto

MOBI.e - Eng.º Alexandre Videira

OLMC - Eng.º Paulo Tomás

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas e preços do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a " *Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2018 e Parâmetros para o período de regulação 2018-2020*" cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Assim, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

I A – Comunicação dos Impactos Tarifários

1. No seu parecer do ano anterior (relativo à proposta de fixação de tarifas e preços para a energia elétrica em 2017), o CT recomendou à ERSE uma maior abrangência na redação do seu comunicado no que diz respeito aos impactos tarifários atendendo aos diferentes tipos de consumidores no mercado, a saber, os consumidores que ainda permanecem no mercado regulado, os que se encontram no mercado livre e os consumidores das regiões autónomas. Essa preocupação deriva do facto de esta peça de comunicação ser o único elemento disponível para os consumidores e público em geral, incluindo a comunicação social, até o processo de fixação de tarifas estar devidamente concluído.
2. A ERSE, na sua resposta ao parecer do CT de 2016, reconheceu a pertinência da recomendação, salientando, em particular, o peso cada vez mais relevante do mercado liberalizado. Manifestou, contudo, reservas quanto ao fornecimento de elementos para o impacto no mercado livre dado que depende de negociações livres entre o consumidor e o comercializador, sem prejuízo do enquadramento estabelecido regulatoriamente para as tarifas de acesso.
3. O CT constata que o mais recente comunicado da ERSE continua, e bem, a fornecer o impacto tarifário ao nível das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (mercado regulado) mas acrescenta, desta

[104] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.

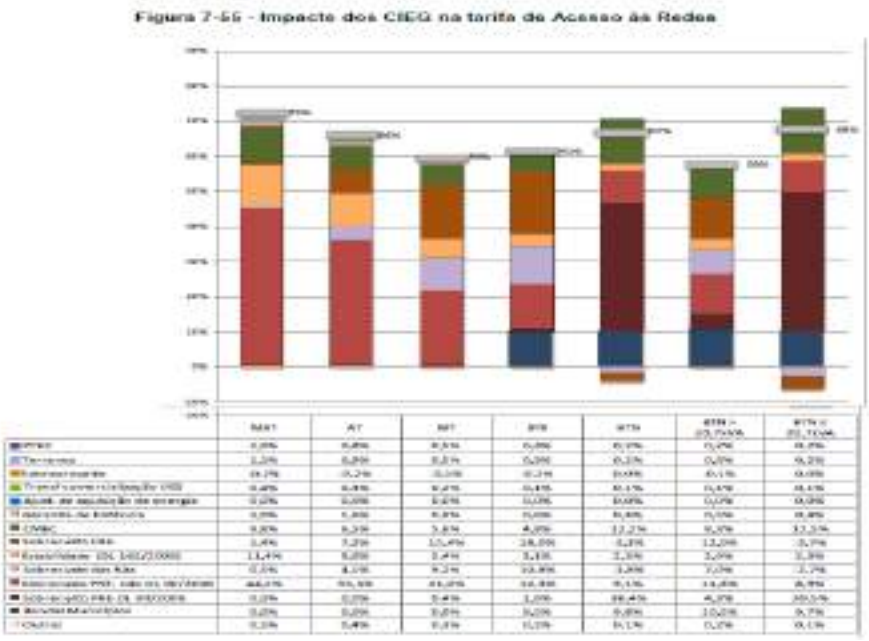
vez, informação sobre a variação das Tarifas de Acesso às Redes (TAR)[105]. Assim, o CT considera, que a informação veiculada pelo comunicado é mais completa. No que diz respeito às tarifas reguladas das regiões autónomas, o CT regista novamente uma total ausência de informação no comunicado da ERSE, desconhecendo-se as razões desta opção.

4. No comunicado, a ERSE não refere que a variação de -0.9% das TAR é um valor médio, o que deveria ter sido evidenciado.

I B – Evolução dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG)

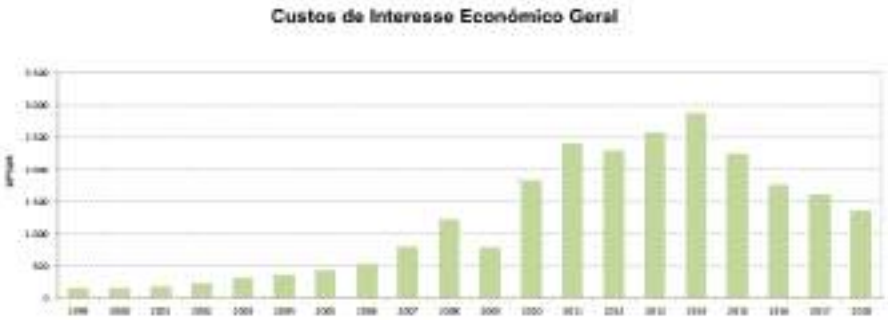
1. O peso dos CIEG na composição das TAR continua a constituir uma preocupação do CT, destacando-se o impacto destes custos na ordem dos 72% em MAT, 66% em AT, 59% em MT, 61% em BTE e 67% em BTN.

2. No que respeita aos preços finais a pagar pelos consumidores em 2018, estima-se um peso na fatura entre 24% em MAT e 45% em BTN ≤20.7kVA.



Fonte: ERSE

No entanto, destaca-se positivamente a evolução que é apontada na figura seguinte, que demonstra uma tendência de diminuição progressiva dos montantes dos CIEG produzidos em cada ano.



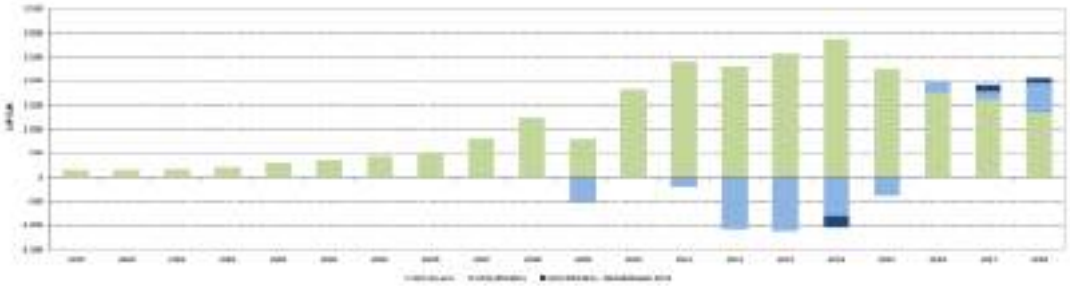
[105] E ainda complementa a informação com a variação das componentes das Tarifas de Acesso às Redes, a saber, as Tarifas de Uso Global do Sistema e Tarifas do Uso das Redes.

Fonte: ERSE

3. Por outro lado, o CT verifica que, embora em 2018 se registe uma diminuição dos CIEG respeitantes àquele ano (variação de -15.1% face a 2017), o montante de CIEG a pagar será superior aos últimos 2 anos por força da opção pela recuperação do diferimento de CIEG de anos anteriores.

4. A parcela respeitante à amortização de CIEG de anos anteriores é assim maior que nos últimos anos, e traduz-se essencialmente no alisamento do diferencial de custo da PRE.

Figura 0-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999



Fonte: ERSE

5. O CT sublinha ainda a importância de assegurar que o valor global referente aos CIEG não volte a aumentar nos próximos anos, sob pena de se voltar a comprometer a trajetória e a sustentabilidade do setor e dos seus agentes.

I C - Interruptibilidade

1. A Portaria n.º 268-A/2016 de 13 de outubro veio consagrar a introdução de alterações ao regime de interruptibilidade, cujos objetivos se transcrevem:

   a) A redução e compromisso de racionalização de custos do sistema para promover a sustentabilidade do SEN;

   b) Importância crescente deste serviço para um sistema com cada vez mais capacidade instalada de geração intermitente;

   c) Garantir a remuneração dos consumidores que, após uma aferição rigorosa, se revelarem capazes de prestar esse serviço por contribuírem para flexibilizar a operação do sistema;

   d) Ajustar, durante 2017, o modelo do serviço de interruptibilidade ao MIBEL, adotando soluções concorrenciais que impliquem a redução global de custos, garantam a segurança do abastecimento e estimulem a livre concorrência.

   e) Realizar os testes previstos no artigo 4.º - A da Portaria 200/2012, de 2 de julho, ficando a remuneração da interruptibilidade limitada às empresas que se revelarem aptas à prestação do serviço.

2. No seu parecer relativo à Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2017, apresentado à ERSE em novembro de 2016, o CT referiu que aguardava com expetativa o desenvolvimento das alterações em curso.

3. Na presente proposta, a ERSE apresenta um valor de 7 M€ a devolver ao SEN como ajustamentos de custos com interruptibilidade referentes às tarifas de 2016.

4. No que diz respeito às previsões para as tarifas de 2018, a ERSE prevê um montante global de 98.4 M€ para os custos com interruptibilidade, o que se traduz numa redução de 13.6 M€ face ao previsto para 2017.

5. Assim, e no que respeita à Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, o CT desconhece qualquer impacto da aplicação daquele regime. No entanto, o CT salienta que, no âmbito da implementação desta Portaria, não foi ainda apresentado o novo modelo previsto no art.º 3º da mesma.

6. O CT recomenda que na próxima fixação de tarifas e preços seja explicitado o impacto da aplicação desta Portaria.

I D – Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE)

1. A ERSE considera diversas medidas que contribuíram para a redução da divida tarifária, nomeadamente, a manutenção de medidas mitigadoras decorrentes da legislação em vigor, que visam diminuir o peso dos CIEG a recuperar pelas tarifas e consequente sustentabilidade do SEN.

2. Para 2018, a proposta da ERSE, e ao invés do sucedido nos últimos três anos, não considera a reversão para as tarifas de 2018 das verbas do FSSSE, fundamentando esta opção no facto de as transferências que ocorreram até à data serem residuais, 5M€ em 2016, face ao valor previsto de 150M€.

3. Neste contexto, o CT entende destacar:

   a) A Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, que aprova o Orçamento de Estado para 2014, criou a contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE) cujo regime ficou estabelecido no artigo 228º do mesmo diploma. O regime da CESE, no seu artigo 11º consigna a totalidade da receita obtida com a aplicação da CESE ao FSSSE, estando também consagrada a autorização do Governo a transferir os montantes das cobranças para o FSSSE.

   b) No âmbito do Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, que estabelece o FSSSE, define no seu artigo 4.º que as verbas do fundo devem ser destinadas em dois terços, com um limite máximo de 100 M€, ao financiamento de políticas do setor energético de cariz social e ambiental, sendo o montante remanescente afeto à redução da dívida tarifária do SEN.

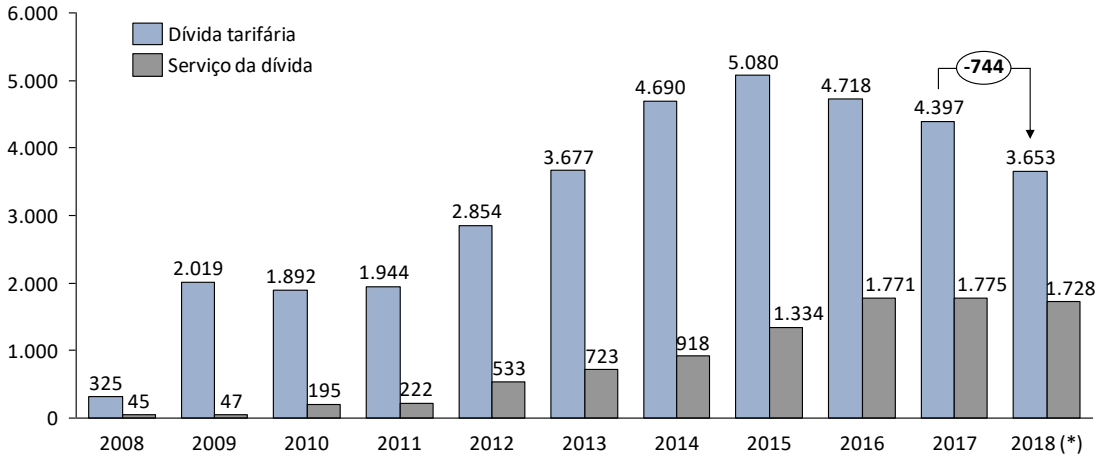
   c) A efetivação das transferências do FSSSE é uma garantia adicional para o reforço do percurso já iniciado conducente ao equilíbrio do sistema e sustentabilidade do mesmo.

4. Adicionalmente a ausência reiterada destas transferências tem penalizado os consumidores, dado que, não só não se registou uma redução de 145M€ da dívida tarifária e seu respetivo serviço, como se continua a suportar juros, na ordem dos 600 mil euros/ano, aquando do ajustamento de proveitos em t-2, nos termos do RT.

5. Neste sentido, o CT recomenda à ERSE que exerça as diligências necessárias junto da tutela, para que sejam garantidas as transferências em falta acrescidas do montante dos juros já suportados pelos consumidores.

I E – Dívida Tarifária e Serviço da Dívida

1. Com base na documentação que justifica a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE é possível ilustrar a evolução da designada dívida tarifária, ou seja, o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente, desde 2008 até à data. Assim, é possível representar o serviço da dívida (juros e amortização) incluído anualmente nas tarifas no mesmo período temporal, cf. figura seguinte:



(*) Proposta de tarifas e preços para 2018 (página 18)

2. O crescimento mais acentuado das tarifas tem sido evitado através da constituição de dívida tarifária resultante da aplicação de legislação, nomeadamente do DL n.º 165/2008, de 21 de agosto, do DL n.º 78/2011, de 20 de junho, e mais recentemente do DL n.º 178/2015, de 27 de agosto.

3. O CT constata que esta proposta tarifária consolida o movimento de diminuição da dívida tarifária iniciado nas tarifas de 2016, sendo esta redução de cerca de 744 M€ em 2018, superior à soma das diminuições verificadas em 2016 e em 2017.

4. Esta diminuição da dívida resulta de uma redução do montante de diferimento do sobrecusto da PRE face ao ano anterior, possibilitado pela diminuição significativa de 10.6% dos proveitos referentes da tarifa de uso das redes e pelo menor valor do sobrecusto da PRE, tanto do próprio ano, como dos ajustamentos de anos anteriores. É ainda de notar que 2017 foi o último ano de amortização do défice criado em 2006 e em 2007, o que contribui também para esta redução.

5. O serviço da dívida incorpora a amortização de capital e pagamento de juros sendo por isso natural que a sua progressão se encontre desfasada da evolução da dívida tarifária, tal como se pode verificar no gráfico acima representado.

6. O CT regista positivamente a opção da ERSE pela ponderação entre a redução tarifária (-0.2% nas tarifas transitórias de venda a clientes finais e -0.9% nas tarifas de acesso às redes) e a redução da dívida tarifária do setor elétrico, o que se traduz no reforço da garantia da sustentabilidade do sistema.

I F - Implementação do Novo Período Regulatório

1. No início deste novo período regulatório a ERSE, na sequência da revisão regulamentar, introduziu um vasto conjunto de ajustamentos que importa relevar. Esta revisão teve por base o princípio da estabilidade regulatória a par da adequação dos modelos regulatórios aos novos desafios e a obtenção de níveis acrescidos de eficiência.

   Relevam-se alterações a vários níveis, que se destacam abaixo. Outra alteração relevante diz respeito à estrutura tarifária objeto de tópico autónomo.

   Ao nível das tarifas e da estrutura tarifária foram introduzidas diversas alterações:

   a) Introdução de sazonalidade nos preços de energia ativa das tarifas de acesso às redes em BTE;

   b) Introdução do ciclo semanal nas regiões autónomas;

   c) Introdução da tarifa do operador logístico de mudança de comercializador;

d) Aprofundamento das disposições relativas aos projetos piloto das tarifas dinâmicas e de aperfeiçoamento da estrutura tarifária;

e) Nova faturação de potência contratada para a iluminação pública com telecontagem;

f) Aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das tarifas de venda a clientes finais nas regiões autónomas;

g) Aperfeiçoamento do cálculo da tarifa social de venda a clientes finais e definição das tarifas de acesso às redes para operadores da rede de distribuição exclusivamente em BT.

2. Tarifas Transitórias

O período transitório de fornecimento pelos comercializadores de último recurso a clientes finais foi estendido até 31 de dezembro de 2020, pela Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril. Neste contexto, o CT mantém o seu entendimento no que diz respeito à necessidade de transparência no estabelecimento dos preços, por forma a assegurar o seu alinhamento contínuo e adequado com os preços de mercado da energia.

3. Tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental

As tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN a vigorarem em 2018, apresentam um desconto de 33.8% estabelecido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

A implementação e formato desta intervenção tarifária de caráter social através das TAR, exigiu uma ação da ERSE no sentido de uma operacionalização mais adequada do desconto social a aplicar às tarifas de venda a clientes finais.

Este desconto é determinado pela diferença entre as TAR e as correspondentes tarifas sociais de acesso às redes, incidindo "preferencialmente" no preço de potência contratada em €/kVA, de modo a promover uma utilização racional da energia. Neste aspeto particular, o CT já referenciou a importância de a incidência ser exclusivamente no termo de potência.

4. Proveitos permitidos

Também nesta matéria houve evolução refletida na regulamentação em vigor, em particular no RT e na definição de parâmetros para o novo período regulatório agora em discussão. De entre as diversas medidas e alterações relevam-se, em especial pela sua importância, as seguintes:

a) A introdução da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC);

b) A substituição do mecanismo de monitorização de rendibilidade das empresas no quadro do sistema de incentivos do modelo regulatório em vigor, por um princípio geral de que os custos sujeitos a metas de eficiência são definidos tendo em conta o desempenho das empresas reguladas, ou seja, orientado para a obtenção de resultados;

c) A atualização e evolução dos mecanismos de incentivo do ORT no sentido de capitalizar o bom desempenho obtido pelo incentivo ao fim de vida útil dos ativos na contenção dos investimentos e ampliar o seu âmbito com um novo incentivo fundado na obtenção de eficiências resultantes da respetiva otimização, tendo em conta os custos de investimento e o desempenho e qualidade de serviço da rede;

d) O alargamento da regulação por incentivos à Gestão Global do Sistema com um revenue cap para os custos de exploração;

e) A introdução do modelo de regulação do tipo TOTEX para a atividade de distribuição em BT.

I G - Recomendações anteriores do CT

No seu último parecer sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017", o CT explicitou um conjunto de recomendações que importa recuperar à luz da atual proposta:

a) Proceder a um balanço dos dois últimos períodos regulatórios antes da discussão da revisão regulamentar que precederá a fixação de parâmetros para o triénio 2018-2020. Não foi produzido um balanço formal dos dois últimos períodos regulatórios;

b) Contudo, o CT constata que a "Análise de Desempenho das Empresas Reguladas" elaborada pela ERSE no quadro da definição de parâmetros responde na generalidade a este pedido, a par da avaliação e explicação de cada medida que a ERSE realiza na justificação dos parâmetros, a qual é sempre precedida por uma avaliação da respetiva trajetória;

c) Considerar a submissão à apreciação pelo CT dos planos de investimento relativos às regiões autónomas. O CT reafirma esta necessidade, solicitando que a ERSE realize as diligências necessárias para que esta análise possa ocorrer;

d) Revisão da estrutura das tarifas de acesso, equacionando o peso das componentes de potência e energia por forma a assegurar um correto alinhamento entre a estrutura das receitas das tarifas e os custos do sistema. Neste caso, o CT reitera que ao não refletir no custo de potência a generalidade dos custos de rede, a estrutura tarifária não reflete a estrutura de custos como se pretendia;

e) Diligências da ERSE junto do Legislador para a revisão do Dec. Lei 328/90, de 22 de outubro, que estabelece diversas medidas tendentes a evitar o consumo fraudulento de Energia Elétrica.

A este propósito o CT destaca:

a) Nada foi trazido ao seu conhecimento sobre medidas específicas para agilizar a gestão dos problemas do abuso e da fraude;

b) De qualquer modo, o CT regista positivamente as medidas que foram incluídas na revisão regulamentar no sentido de permitir uma melhoria na dissuasão e combate destas práticas.

II

ESPECIALIDADE

II A - Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2018

1. As tarifas das diferentes atividades do setor elétrico devem refletir os seus custos e as relações de preços dessas tarifas devem transmitir sinais eficientes aos consumidores finais de energia elétrica e aos utilizadores das redes. De acordo com a ERSE, e conforme estabelecido no Regulamento Tarifário (RT), a estrutura das tarifas deve ser aderente à estrutura dos custos incrementais ou marginais.

2. Dada a revisão regulamentar ocorrida em 2017 e o início de um novo período de regulação em 2018, a ERSE elaborou estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas por atividade regulada.

3. Nesta proposta tarifária, e tendo em conta os estudos referidos, a ERSE considerou:

   a) A alteração da estrutura das tarifas de Energia, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição;

   b) A criação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador;

   c) A sazonalidade nos preços de energia ativa em BTE;

d) a definição de tarifas de acesso às redes para operadores da rede de distribuição exclusivamente em BT;

e) A nova regra de faturação da potência contratada na iluminação pública;

f) A introdução do ciclo semanal nas regiões autónomas;

g) O aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das Tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) nas regiões autónomas;

h) O aperfeiçoamento do cálculo da tarifa social de venda a clientes finais (TS).

4. O CT considera relevantes os estudos efetuados pela ERSE conducentes às alterações propostas na estrutura tarifária.

5. No entanto, o CT reitera a importância do acompanhamento desta matéria, nomeadamente quanto à análise dos resultados obtidos com os projetos-piloto que permitirão testar novas estruturas tarifárias, tradutoras de sinais motivadores da utilização eficiente da energia elétrica.

II B – Aditividade Tarifária

1. O princípio da aditividade tarifária é baseado na definição de TVCF com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por atividade aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária aos clientes do Comercializador de Último Recurso, nomeadamente:

a) Tarifa de Energia;

b) Tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador;

c) Tarifa de Uso Global do Sistema;

d) Tarifa de Uso da Rede de Transporte;

e) Tarifas de Uso da Rede de Distribuição e,

f) Tarifa de Comercialização.

2. O CT considera incoerente a fixação de Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais com valores de Potência Contratada inferiores às das Tarifas de Acesso, tal como se observa no quadro abaixo para os escalões entre 4,6 e 20,7 kVA da BTN.

BTN<=20,7 kVA		
	TTVCF	TAR
PC	Potência Contratada (eur/dia)	Potência Contratada (eur/dia)
1,15	0,0840	0,0536
2,3	0,1474	0,1073
3,45	0,1620	0,1609
4,6	0,2105	0,2146
5,75	0,2588	0,2682
6,9	0,3071	0,3219
10,35	0,4520	0,4828
13,8	0,5968	0,6438
17,25	0,7417	0,8047
20,7	0,8866	0,9657

Fonte: Documento ERSE "Proposta de tarifas para 2018"; TTVCF: Quadro 4-35 (pág. 125); TAR: Quadro 4-30 (pág. 116)

3. O CT entende como essencial a conclusão do processo conducente a uma estrutura tarifária totalmente aditiva e tem transmitido esta posição à ERSE desde 2002.

4. A Portaria nº 332/2012, de 22 de outubro, define os critérios de imputação das rúbricas de custos dos CIEG à tarifa.

5. No entanto, o CT considera que a ERSE ao abrigo do n.º 9 do artigo 4º e pelo n.º 10 do artigo 5º, ambos da Portaria nº 359/2015, de 14 de outubro, poderia ela própria determinar os parâmetros de imputação dos CIEG, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique os despachos relativos aos parâmetros, situação verificada nos dois últimos anos.

6. Adicionalmente, um outro fator que condiciona a aditividade plena prende-se com o mecanismo de limitação dos acréscimos tarifários resultantes da convergência para tarifas aditivas, previsto no Regulamento Tarifário, pelo qual a ERSE aplica um limite à variação máxima por termo tarifário. O CT entende que não foi disponibilizada a informação necessária para compreender como este valor é fixado, e considera que poderia existir maior flexibilidade para adequar este valor ao objetivo da aditividade tarifária.

7. Em conclusão, o CT reitera a importância da persecução da aditividade tarifária.

II C - Variações Tarifárias e Ajustamentos

1. A adesão das tarifas aos custos é essencial para um regime sustentável e uma justa distribuição de custos pelos utilizadores.

2. O CT verifica que, face a 2017, ano em que os ajustamentos influenciaram em alta o valor final das tarifas a praticar, a redução ou inversão dessas componentes em 2018 conduziu a que os proveitos permitidos a recuperar com as tarifas tivessem variações importantes.

3. Tendo em conta o acima mencionado, a variação por atividade, designadamente nas tarifas de uso das redes, resulta, por um lado da definição dos parâmetros para o novo período de regulação associada a uma redução do custo da atividade e, por outro lado, da redução no montante de custos incorridos recuperados referentes a anos anteriores:

Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental

	Variação 2018/2017
Tarifa de Energia	**1,3%**
Tarifa de Uso Global do Sistema	**5,9%**
Tarifas de Uso de Redes	**-10,6%**
Uso da Rede de Transporte	-7,6%
Uso da Rede de Distribuição em AT	-19,2%
Uso da Rede de Distribuição em MT	-19,0%
Uso da Rede de Distribuição em BT	-6,4%
Tarifas de Comercialização	**0,6%**

Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental

	Total	MAT	AT	MT	BTE	BTN
Tarifas de Acesso às Redes	-0,9%	-0,9%	-0,9%	-0,9%	-0,9%	-0,9%

4. O complexo efeito dos ajustamentos na estabilidade das tarifas tem sido objeto de sucessivas referências do CT nos seus pareceres, no sentido de a ERSE procurar uma visão realista das previsões que realiza de modo a assegurar as decisões corretas dos agentes económicos.

II D - Sobrecusto das regiões autónomas

1. À luz da legislação do setor elétrico, a convergência tarifária deve assegurar que nas regiões autónomas os consumidores pagam preços de energia elétrica iguais aos preços pagos pelos consumidores no Continente. Assim, o mecanismo de convergência tarifária prevê, que parte dos proveitos permitidos às empresas reguladas das RA é recuperado através do mecanismo de convergência tarifária entre o continente e as regiões autónomas, materializado na componente de "Sobrecusto das regiões autónomas "dos CIEG.

2. A variação do sobrecusto das RA em 2018 face a 2017 é de 169.9% como apresentado pela ERSE, no *"Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados"* [106], Incluído na proposta de tarifas para 2018.

3. A proposta apresentada pela ERSE refere que: *"Os custos com a convergência tarifária suportados, quer pelos clientes do Continente, quer pelos clientes das regiões autónomas apresentam um aumento relativamente ao ano anterior…",* adiantando como justificação que *"O aumento do custo com a aquisição de combustíveis fósseis e a inclusão nos ajustamentos de 2016 dos valores das contrapartidas aos municípios, não previstas nas tarifas daquele ano explicam, em parte, o aumento dos custos com a convergência tarifária."*[107]

4. O CT constata, pelos esclarecimentos da ERSE, que aquela variação percentual corresponde a 47 M€, dos quais, cerca de 25M€ (53%) dizem respeito a ajustamentos de anos anteriores (incluindo os valores das contrapartidas aos municípios, não previstos nas tarifas de 2016), ao aumento dos custos com combustíveis (por via do aumento dos preços das matérias primas) e da aquisição de energia a produtores independentes (18 M€).

5. Face ao exposto, por forma a facilitar a compreensão generalizada das variações apresentadas na proposta submetida a parecer, o CT considera que seria benéfico, em exercícios tarifários futuros, que estas fossem explicados em detalhe, identificando claramente os valores referentes a ajustamentos tarifários e outros fatores exógenos ao desempenho das empresas das RA.

II E - Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2018

1. A recuperação do consumo de energia elétrica ao longo do ano de 2017 é patente da análise da ERSE, refletindo as condições favoráveis de crescimento da atividade económica e da trajetória positiva do clima económico.

2. Assim, verifica-se que considerando a mais recente previsão de 2017 (novembro) o final deste ano apresenta uma dispersão de previsões que sinaliza alguma volatilidade.

[106] Pág. 10 do documento "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020".

[107] Pág. 16 do documento "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020".

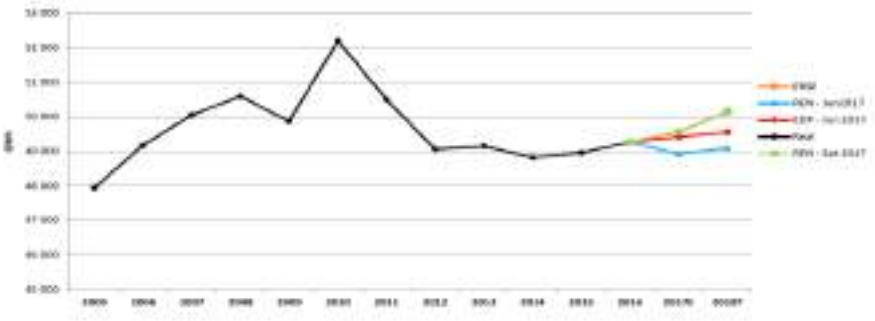


Figura: Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental[108]

3. Neste contexto, o CT recomenda que seja considerada uma revisão da previsão da procura para 2018, em linha com a informação disponível mais atual.

4. Complementarmente, o CT assinala que o valor das diferentes procuras por níveis de tensão deverá igualmente refletir essa revisão.

II F - Previsões para o Custo Médio de Aquisição do CUR para Fornecimento dos Clientes

1. Tem sido prática da ERSE manter fixo ao longo do ano o custo de aquisição do CUR definido nas tarifas, no sentido de promover a estabilidade dos preços no mercado regulado. Nestas circunstâncias, o CT considera que a ERSE deverá garantir que esse preço seja suficiente para cobrir a totalidade dos custos com a aquisição de energia em mercado, e proteger o consumidor da volatilidade nos preços no mercado diário.

2. De acordo com a proposta da ERSE, o custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR previsto para 2018 em Portugal é cerca de 51.2 €/MWh. Este preço deverá cobrir o custo de aquisição de energia em mercado, bem como outros custos a suportar por um comercializador, tais como serviços de sistema, acertos ao preço base decorrente do perfil de compras e desvios de previsão, para além de um valor para o prémio de risco de mercado tal como previsto no art.º 97º do RT.

3. O CT constata que a ERSE sustenta a definição do custo de energia incluído na TTVCF, tendo em conta o valor dos contratos de futuros no OMIP e a sua correlação com a tendência do preço das matérias-primas de origem fóssil (gás natural e carvão), as quais têm impacto na formação do preço de energia no âmbito do mercado grossista de energia.

4. O nível de preços no mercado diário verificado ao longo de 2017 em Portugal reflete as restrições de produção hídrica na sequência da seca que afeta Portugal e Espanha, as quais estão fortemente dependentes das matérias-primas de origem fóssil como se refere no ponto anterior.

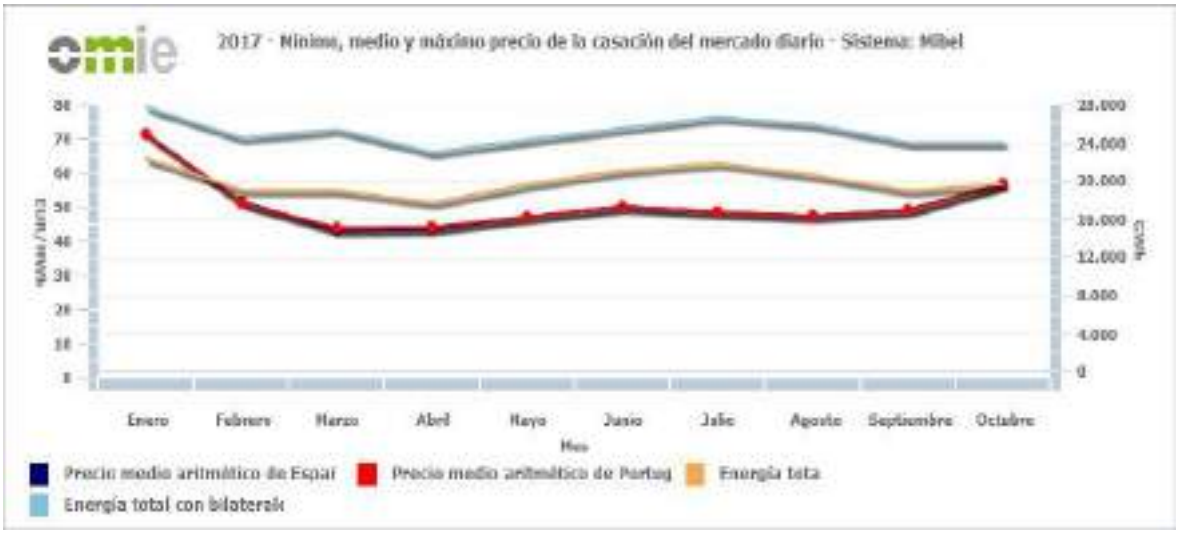
   A tabela e o gráfico seguintes identificam a evolução dos preços do mercado diário durante o ano de 2017 até outubro:

Mês	Preço Médio Espanha (€/MWh)	Preço Médio Portugal (€/MWh)	Energia total (GWh)	Energia total com bilaterais (GWh)
Jan	71.49	71.52	22 424	27 786
Fev	51.74	51.39	19 109	24 526

[108] Fonte: Caracterização da procura de energia elétrica em 2018, ERSE outubro 2017.

Mar	43.19	43.95	19 070	25 440
Abr	43.69	44.18	17 743	23 057
Mai	47.11	47.12	19 653	24 332
Jun	50.22	50.22	21 146	25 544
Jul	48.63	48.60	21 921	26 735
Ago	47.46	47.43	20 627	25 986
Set	49.15	49.16	19 040	24 063
Out	56.77	56.97	19 726	24 059

Site: OMIE



5. A ERSE propõe um aumento de 0.59% no custo da energia face ao valor considerado na proposta de tarifas para 2017 (passando de 50.9€/MWh para 51.2€/MWh). Esta variação parece não indiciar uma adequação entre o valor proposto e a sua sustentação, dado que a valorização dos preços dos futuros para entrega em 2018 é substancialmente superior, comparativamente com o valor dos futuros para entrega em 2017, verificados há um ano atrás.

6. A título de exemplo, tomando como referência a cotação dos futuros para o ano 2018 para Portugal no OMIP (FPB YR-18) no dia 1 de novembro de 2017, obtém-se o valor de 51.00€/MWh. Tratando-se do valor em mercado exclusivamente associado à energia, assume já um valor semelhante ao considerado pela ERSE na proposta, embora sem a inclusão de todos os outros custos e prémio de risco anteriormente mencionados.

7. O CT considera que a definição do custo da energia incluído na TTVCF tem uma importância crítica para que não sejam criados desequilíbrios entre o Mercado Regulado (MR) e o Mercado Liberalizado (ML), dado que os Comercializadores no ML não dispõem de mecanismos de ajuste a posteriori para as variações no custo de aquisição de energia, estando expostos à volatilidade dos preços no mercado grossista.

8. O CT tem manifestado nos seus pareceres ser seu entendimento que a fixação das tarifas deve ser apoiada nos dados mais recentes, pelo que sublinha a importância da reanálise, por parte da ERSE, do custo médio de aquisição do CUR previsto para 2018.

II G – Mercado Liberalizado (ML)

1. A ERSE incorpora nos seus cálculos para a proposta de tarifas em 2018 uma previsão de crescimento do volume dos fornecimentos de energia elétrica em BTN de cerca de 1.2% face ao valor estimado para o ano de 2017 e de cerca de 0.4% no número de clientes. Considera ainda que esse crescimento não terá qualquer diferenciação entre ML e MR.
2. Estes pressupostos considerados pela ERSE indicam uma perspetiva de estabilização do peso do ML sobre o total do mercado para o consumo em BTN, o que vem contrariar a tendência verificada nos últimos anos de crescimento do peso do ML.
3. O CT faz notar que a aplicação de TTVCF está prevista até 2020 e que a Lei 105/2017, de 30 de agosto, estabelece que os clientes com contratos em regime de mercado livre podem optar por um regime equiparado ao das tarifas transitórias (reguladas), durante o período em que aquele regime vigore. Assim, o CT considera que uma possível inversão da tendência de crescimento do ML no segmento residencial poderá ter impacto no processo de liberalização.

II H - Tarifas de Acesso para a Mobilidade Elétrica

1. O CT constata a reformulação das Tarifas de Acesso para a Mobilidade Elétrica, com a inclusão de uma tarifa bi-horária, passando a existir duas opções de tarifas de acesso às redes na componente de energia (bi-horária e tri-horária).
2. A inexistência de uma tarifa de acesso às redes na componente fixa é plausível, dada a especificidade deste tipo de fornecimentos ser variável no tempo e no espaço.
3. O CT considera positivo o desenvolvimento da mobilidade elétrica sempre que os princípios da aditividade tarifária e da recuperação dos custos com a utilização da infraestrutura estejam garantidos e estes aspetos não sejam colocados para segundo plano em detrimento do fomento desta utilização.

II I - Tarifas de Acesso às Redes em Portugal Continental

1. A proposta da ERSE para 2018 prevê uma variação das TAR de -0.9% para todos os níveis de tensão, valor que resulta dum aumento de 5.9 % da tarifa de UGS – que inclui os CIEG – e da redução da tarifa de uso das redes de -10.6%. Esta variação depende das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição, o operador logístico de mudança de comercializador e a gestão global do sistema que integra os CIEG.
2. No quadro seguinte é apresentado, para cada nível de tensão, o resultado da aplicação desta proposta nas diferentes componentes de cálculo das tarifas:

Nível de Tensão	Energia				Potência em Ponta	Potência Contratada
	P	CH	V	SV		
MAT	+0.4%	-0.4%	-1.8%	-1.2%	+2.7%	-1.1%
AT	+5.5%	+2.1	-1.6%	-0.5%	-12.3%	+4.4%
MT	+10.8%	+7.7%	+3.6%	+5.2%	-17.9%	-8.3%
BTE	+11.8%	+9.8%	+4.6%	+5.3%	-19.8%	+7.9%
BTN -S	-4.4%					+8.1%
BTN-Bi	-3.8%		-5.6%			
BTN-Tri <=20.7	-2.7%	-4.6%	-5.6%			
BTN-Tri > 20.7	-2.3%	-3.5%	-4.2%			

Cálculos efetuados sobre os valores da ERSE em €/kW/dia.

3. A diminuição das TAR em 0.9%, em 2018, deve ser contextualizada, tendo presente que como afirma a ERSE, *"os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais nominais de 11.5%, 10.7%, 7.3%, 7.2% e 6.4%, respetivamente desde 1999"*[109].

4. Esta diminuição proposta em 2018 surge num contexto de aumentos em anos anteriores que, conforme expresso no quadro seguinte, construído com os valores publicados pela ERSE, representam um acréscimo de 31.5% nos últimos 5 anos.

	2013/2012	2014/2013	2015/2014	2016/2015	2017/2016		De 2012 a 2017
% aumento	4.8%	6.3%	6.3%	6.2%	4.6%(*)		31.5%

5. O CT realça que, apesar da diminuição proposta para 2018 ser ligeira, vem inverter uma tendência de aumentos sucessivos.

6. De entre as componentes das TAR, a única parcela que tem um aumento (5.9%) é a tarifa de UGS, na qual estão incluídos os CIEG. Tal como já anteriormente referido neste parecer, o CT realça a importância de manter controlado o valor dos CIEG.

7. Por outro lado, a parcela referente à tarifa de uso das redes apresenta uma diminuição global de 10.6%, e qual se pode verificar pela figura seguinte. O CT destaca a redução destas parcelas.

Figura 7-1 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de acesso às redes, 2018/2017

	€/kWh Preço médio 2017	€/kWh Preço médio 2018	Variação do preço médio	=	Variação tarifária	+	Efeito consumo
Tarifa de Uso Global do Sistema	0,0487	0,0518	+6,2%	=	+5,9%	+	+0,3%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	0,0036	0,0033	-7,6%	=	-5,9%	+	-1,7%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	0,0073	0,0067	-7,5%	=	-7,6%	+	+0,1%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0023	0,0018	-19,0%	=	-19,2%	+	+0,2%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0107	0,0086	-19,5%	=	-19,0%	+	-0,5%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0343	0,0320	-6,7%	=	-6,4%	+	-0,3%

Fonte: ERSE

[109] Pagina 220 da Proposta de tarifas e preços.

II J - Comercialização de Último Recurso (CUR)

1. A potencial incerteza quanto à trajetória associada ao número de consumidores que o CUR poderá vir a servir, nomeadamente o número resultante de uma trajetória diferente da do *phasing-out* da atividade de comercialização, deve levar à ponderação da ERSE quando da análise dos fatores relevantes na definição dos correspondentes proveitos permitidos e das TTVCF aplicadas pelo CUR.
2. O CT alerta que deve ser garantida a equidade de condições entre o ML e o MR, defendendo-se que os proveitos permitidos devem possibilitar recuperar os custos da comercialização, os custos não controláveis (margem) e os preços projetados da energia com pressupostos prudentes, incluindo prémios de risco, serviços de sistema, desvios de aquisição de energia elétrica e perfil da carteira de consumidores.
3. No cálculo dos proveitos permitidos anuais, a ERSE considerou para 2015 um valor de custos não controláveis (margem) de cerca de 4 M€ e de 1.5 M€ para 2016 e para 2017.
4. O CT releva que, na fixação de tarifas de 2016 o CA da ERSE teve em linha de conta o parecer do Conselho Tarifário, introduzindo uma componente de custos não controláveis nos proveitos permitidos da EDPSU para Tarifas 2016 o valor de 1.5 M€, que a atual proposta para 2018 retira[110].
5. Na atual proposta, o valor que consta[111] referente à componente de custos não controláveis, é nulo.
6. O CT solicita a clarificação das situações referentes aos custos não controláveis do CUR, propondo que seja definida uma regra clara para o seu estabelecimento.

II K - Operadores de Rede Exclusivamente em Baixa Tensão (ORD BT)

1. O CT releva, novamente, a urgência da definição de um novo quadro normativo, ao nível regulatório, para as atividades de operação de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT, o qual tenha devidamente em conta, entre outros aspetos específicos, as questões do diferencial dos CIEG, de aquisição de energia, de exploração de redes exclusivamente em BT e de escala de operação.
2. Os ORD BT adquirem a energia no mercado liberalizado, o que na sua função de CUR, a que estão legalmente obrigados, dá origem a um agravamento dos custos de aquisição de energia em relação ao CUR nacional, dado que no atual contexto os preços de energia no mercado grossista são significativamente superiores ao valor de referência implícito na TTVCF.

II L - Tarifa Social (TS)

1. A tarifa social de fornecimento de energia elétrica, que constitui um apoio aos clientes finais economicamente vulneráveis, foi criada pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei nº 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para o ano de 2016 e é aplicável:
   a) Aos beneficiários do complemento solidário para idosos,
   b) Aos beneficiários do rendimento social de inserção,
   c) Aos beneficiários do subsídio social de desemprego,
   d) Aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez,
   e) Aos beneficiários da pensão social de velhice e

[110] Documento: "Proveitos permitidos e ajustamentos" para 2018 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 4-80 linha 19.

[111] Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos, linha 16 do Quadro 4-79.

f) Aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que integrem um agregado familiar cujo rendimento total, anual, seja igual ou inferior a 5.808m€, acrescido de 50 % por cada elemento do agregado familiar que não aufira qualquer rendimento, até um máximo de 10.

2. A tarifa social consiste num desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, que é fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, sendo a ERSE ouvida neste processo.

3. O Despacho n.º 9081-C/2017, publicado no Diário da República em 13 de outubro, veio estabelecer que o desconto referente à tarifa social a aplicar nas tarifas de eletricidade de 2018 deve corresponder a um valor que permita um desconto de 33.8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis, prevendo a ERSE, na sua proposta de tarifas e preços para a energia em 2018, que os custos com a tarifa social ascendam, em 2018, a cerca de 82.392 M€ (Continente e Regiões autónomas) montante que é financiado pelos centros electroprodutores do Continente, definidos no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, na proporção da potência instalada.

4. Em sede de custos com a Tarifa Social, há que ter ainda em conta o disposto no Despacho n.º 9371/2017, de 24 de outubro, do Senhor Secretário de Estado da Energia, que estabelece:

   "Assim, e com os fundamentos que vimos de invocar é nossa intenção declarar a nulidade parcial do Despacho 11566-A/2013, de 3 de outubro, em relação às decisões contidas nos seus n.ºs 11 e 12 e, consequentemente, solicitar à ERSE que pondere no cálculo da tarifa UGS do próximo ano, a recuperação, em benefício das tarifas pagas pelos consumidores, dos montantes indevidamente nelas incluídas nos anos anteriores (2016 e 2017)".

5. O CT regista a incorporação dos valores decorrentes da aplicação do Despacho 9371/2017, de 24 de outubro, na Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020.

II M – Preço dos Outros Serviços

1. Nos termos do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) em vigor, compete à ERSE a fixação dos preços dos serviços regulados associados à distribuição (leitura extraordinária e serviços de interrupção, restabelecimento do fornecimento de energia e encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais) e à atividade de comercialização (quantia mínima a pagar em caso de mora), segundo propostas das empresas reguladas.

2. Tal como recomendado pelo CT, a ERSE mantém os pressupostos que têm sido seguidos em anos anteriores, designadamente a atualização do preçário aplicável, atenta a justificação apresentada pela empresa e a necessidade de uma maior aderência, ainda que gradual, dos preços aos custos reais da prestação de serviço.

3. Nas RA, os preços a vigorar em 2018 resultam da aplicação do valor do deflator implícito do consumo privado constante do relatório European Economic Forecast – Spring 2017, da Comissão Europeia, ou seja, 1.5% com a exceção relativa à quantia mínima a pagar em caso de mora a qual mantém os valores em vigor, respeitando o proposto por todos os comercializadores de último recurso e que será idêntica em todo o território nacional.

4. Também é idêntico em todo o País o preço do serviço de ativação de fornecimento a instalações eventuais, sendo calculado a partir do valor do deflator implícito do consumo privado de 1.5%, sobre os valores em vigor.

5. Quanto aos preços por leitura extraordinária, nas RA, os preços em vigor em 2018 resultam de um aumento de 1.5% face aos de 2017, de acordo com o pressuposto de atualização (taxa de variação do deflator implícito do consumo privado). As variações no continente resultam do aumento de 0.8% do preço de leitura extraordinária no caso de clientes de BTN, para o horário entre as 08:00h e as 17:00h, beneficiando de reduções de 1.8% nos restantes horários.

6. Relativamente aos preços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica, no continente verifica-se que a entidade concessionária da RNT não apresentou proposta de alteração aos valores vigentes, pelo que para as instalações em MAT se mantêm em 2018 os preços em vigor de 2017. Relativamente a outros níveis de tensão (AT, MT e BT) verifica-se um aumento de 0.7% para todos os preços, face a 2017, com a exceção, por um lado, dos preços relativos ao restabelecimento urgente, que para a BTN resulta num aumento de 5% e para a BTE numa diminuição de 2.5% e, por outro lado para os preços relativos à interrupção e restabelecimentos da BTN, uma vez que estes se mantêm.

II N - Qualidade de Serviço

1. O relatório de qualidade de serviço do Setor Elétrico de 2016 da ERSE não se encontra ainda publicado, sendo apenas conhecidos os relatórios individuais das empresas que são publicados até 15 de maio. Na ausência do referido relatório, que em termos regulamentares deve ser publicado até dia 15 de outubro, o CT considera não dever pronunciar-se de forma detalhada sobre esta matéria sem que a ERSE produza previamente a sua análise.

2. O CT tem referenciado na generalidade dos seus pareceres a evolução da qualidade de serviço e a importância que ela tem para o SEN pelo que, mesmo na ausência do relatório já acima mencionado, não pode deixar de sublinhar alguns aspetos que norteiam a sua opinião sobre as questões essenciais.

3. Na generalidade, tem-se registado uma melhoria significativa da qualidade de serviço ao longo dos anos. O desempenho geral das empresas tem-se pautado pela manutenção de índices elevados, o que tem sempre assegurado o acolhimento positivo do CT em relação às medidas regulatórias para os promover.

4. No quadro atual, o CT entende que os níveis de qualidade de serviço devem ser preferencialmente mantidos quando tenham atingido valores de excelência, tendo em conta que esses valores são particularmente difíceis de ultrapassar, o que pode exigir esforços técnicos de monta com os consequentes custos.

5. Alguma volatilidade dos indicadores de qualidade de serviço resulta sobretudo das caraterísticas particulares de exposição das redes e infraestruturas às intempéries e riscos ambientais. O desempenho que se pretende medir deve ser aquele cuja alteração não dependa de causas fortuitas, mas apenas de questões estruturais e operacionais da responsabilidade dos operadores. Para o efeito, a correta ponderação desses efeitos deve ser tida em conta na avaliação.

III

PARÂMETROS PARA O TRIÉNIO REGULATÓRIO

A. Metodologia de cálculo do custo de capital médio ponderado (CCMP)

1. A robustez e estabilidade da metodologia de cálculo dos parâmetros do custo de capital é um fator crucial na perceção do risco, devendo ser valorizada e estar subjacente a todos os exercícios efetuados pela ERSE no início de cada período de regulação, quer para o setor da eletricidade, quer para o do gás natural e, naturalmente, entre setores.

2. O CT regista que na atual proposta da ERSE se verifica um aprofundamento da harmonização e estabilização das metodologias de apuramento do custo de capital do setor da eletricidade e do gás natural, que naturalmente deverá constituir um princípio básico orientador na determinação do custo de capital, sob pena de o risco percebido pelos investidores aumentar sempre que se inicie um novo período de regulação.

B. Remuneração do Capital das Entidades Reguladas no Período Regulatório 2018-2020

1. Na proposta de parâmetros de regulação para o período regulatório 2018-2020, a ERSE mantém a opção metodológica baseada no CCMP já aplicada em anteriores períodos regulatórios. Conforme expressa a ERSE, a manutenção desta metodologia assegura o cumprimento dos princípios da estabilidade regulatória e da coerência metodológica, desde que o contexto o permita.

2. Para o período regulatório 2018-2020, a ERSE propõe fixar em 5.50% e 5.75% os valores base para a remuneração dos ativos fixos das empresas reguladas.

3. A aplicação desta metodologia por parte da ERSE requer a definição de valores para um conjunto de parâmetros que têm impacto no valor final do CCMP das empresas reguladas. Para o período regulatório 2018-2020, a ERSE procede a alterações de alguns parâmetros, que se passam a descrever e comentar:

3.1. Determinação do prémio de risco de mercado

a) A ERSE utilizou uma metodologia idêntica à do anterior período regulatório, que consistiu em adicionar as componentes referentes aos prémios de risco de um mercado maduro e de Portugal;

b) Assim, para o cálculo do prémio de risco de um mercado maduro, a ERSE considerou um valor entre 3.52% e 5.00%;

c) Para determinar o prémio de risco de Portugal, a ERSE optou por calcular o *spread* entre a média geométrica das yields das Obrigações da República Portuguesa com maturidade a 10 anos e a média geométrica das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com rating AAA, utilizando um período de dados de 5 anos. O *spread* obtido foi de 3.4%;

d) Com base nestes pressupostos, a ERSE obtém um prémio de risco de mercado (PRm) para este período regulatório que pode variar entre 6.92% e 8.40%, enquanto no anterior período regulatório a ERSE propunha o valor de 6.25%.

O CT entende que a consideração de um período de dados de 5 anos para o cálculo do *spread* que corresponde ao prémio de risco do país irá refletir parte de um período de maior volatilidade e instabilidade financeira, não refletindo uma realidade que se antevê de maior estabilidade da economia nacional e aproximação aos mercados financeiros.

3.2. Prémio de risco da dívida

a) O Prémio de risco da dívida foi igualmente objeto de alteração face ao período regulatório anterior[112], tendo agora a ERSE determinado o valor de 2.5% para o período regulatório 2018-2020, que se traduz num aumento de 0.5% face ao anterior período;

b) A fundamentação que a ERSE apresenta para suportar a decisão deste aumento do prémio de risco da dívida assenta nos seguintes pontos:

- Custo médio de financiamento das várias empresas do setor elétrico com atividades reguladas;
- Evolução das *yields* das obrigações da REN e da EDP;

[112] No período regulatório 2015-2017 o prémio de risco da dívida era 2.0%.

- Análise de *benchmark* do *spread* para *Utilities* com *ratings* semelhantes.

O CT considera que a fundamentação apresentada para suportar esta subida de 0.5% no valor definido para o prémio de risco da dívida carece de melhor justificação.

Tendo a ERSE optado por manter o mecanismo de indexação do custo de capital neste período regulatório, o custo médio de financiamento das empresas acomoda o risco de uma eventual alteração das respetivas condições de financiamento.

Por outro lado, a ERSE na sua decisão teve em consideração os *spreads* aplicados a empresas de dimensão e ratings comparáveis. No entanto, ao ter mantido um *Gearing* teórico de 55%, abaixo do endividamento real das atividades (e do grupo), o *spread* para o prémio de risco da dívida deve refletir o menor risco associado.

C. Parâmetros para a atividade de transporte de energia elétrica e gestão global do sistema da REN

C.1. Proveitos permitidos do ORT

1) Eficiência nos custos operacionais

a) Desde 2009 que na atividade de Transporte de Energia Elétrica foi adotada uma metodologia de regulação para os custos de exploração, que estabelece limites máximos a aplicar a estes custos e considera custos unitários de referência adaptados ao nível de atividade da empresa;

b) O CT regista que a introdução da regulação por incentivos, em 2009, e a definição dos parâmetros que lhe estão associados, tem tido resultados positivos, com benefícios para o sistema elétrico, tendo originado uma redução significativa dos custos operacionais da atividade de transporte de energia elétrica na ordem dos 29% (de 45M€ em 2009 para 32M€ em 2016[113]);

c) À medida que se desenrola o processo de regulação por incentivos e as medidas de redução de custos vão sendo implementadas, os potenciais ganhos de eficiência alcançáveis de forma relativamente imediata e direta tendem a ser cada vez mais reduzidos;

d) O CT recomenda que as metas de eficiência a impor tenham em conta, não só o desempenho da empresa, mas também o contexto nacional. Por um lado, a recuperação da economia tem impacto nas renegociações dos atuais contratos de prestações de serviços, existindo atualmente um número mais reduzido de prestadores de serviços compatíveis com as exigências da atividade do ORT, o que lhes confere maior poder negocial, por outro lado, a vetustez crescente dos elementos da RNT tem impacto nos custos de operação e manutenção destes ativos;

e) Na atividade de Gestão Global do Sistema os custos de exploração que até à data não têm sido abrangidos por qualquer meta de eficiência devido à sua natureza e criticidade, vão passar a ser sujeitos a uma regulação por incentivos no próximo período de regulação;

f) O CT concorda com o alargamento da avaliação de eficiência a esta atividade uma vez que tal poderá contribuir positivamente para a obtenção de ganhos de eficiência para o sistema.

Devido à natureza e criticidade desta atividade no SEN, o CT regista o facto de a ERSE excluir das metas de eficiência os custos não controláveis pelo ORT que resultam das implementações dos códigos de redes e de outras obrigações impostas na legislação.

C.2. Incentivos na atividade de transporte

a) O CT regista a avaliação da ERSE sobre o efeito positivo do regime de incentivos em vigor nos custos e montante de ativos associados à atividade de transporte de energia;

[113] Documento "Parâmetros de regulação para o período 2018-2020", p. 36.

b) O CT reconhece o reforço do quadro de regulação por incentivos, aplicável à atividade de transporte de energia elétrica, promovendo a adequação dos investimentos às necessidades reais do sistema e a sua concretização, incentivando a minimização do montante líquido do ativo em exploração;

c) O CT regista que o mecanismo de custos de referência em vigor tem contribuído para a eficiência dos custos de investimento do ORT, pelo que se considera correta a sua manutenção e identificação autónoma na base de ativos como proposto pela ERSE;

d) O CT reconhece que, estando o mecanismo de custos de referência na rede de transporte em funcionamento desde 2009, a sua atualização e eventual revisão é expectável, em particular porque constitui um conjunto de custos normalizados, que são uma ferramenta fundamental na avaliação dos custos de investimento e no enquadramento de valorização dos investimentos futuros;

e) O novo incentivo à Racionalização Económica do Investimento substitui dois dos incentivos em vigor: o incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil e o incentivo à disponibilidade dos elementos da RNT, e introduz outras dimensões de serviço que incluem a capacidade comercial de interligação. Este novo mecanismo correlaciona a evolução do rácio ativo líquido médio e ativo bruto em exploração com aspetos de índole técnica, associados a um indicador que pretende medir o desempenho funcional da RNT;

f) O CT concorda com a introdução deste mecanismo que, ao incentivar o adiamento do investimento, pretende igualmente garantir que o operador da RNT continue a assegurar um bom desempenho operacional da rede, nomeadamente ao nível da qualidade de serviço prestada, da eficiência e da segurança na operação da RNT.

O CT recomenda que a calibração do nível de incentivo garanta um tratamento equilibrado entre o risco do ORT e o benefício económico para o sistema.

D. Parâmetros para a atividade de operação logística de mudança de comercializador (OLMC)

1. Nos termos do Decreto-Lei nº 38/2017, de 31 de março, que alocou as responsabilidades da Gestão do Processo de Mudança de Comercializador à ADENE, quer para o SEN, quer para o SNGN, foi fixado um financiamento tripartido das atividades desta entidade, através de:

   a) Aplicação de receitas próprias da ADENE;

   b) Taxa paga pelo comercializador cessionário, fixada por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, sob proposta da ERSE;

   c) Tarifas de eletricidade e de gás natural, desde que não constituam um agravamento de custos para os respetivos clientes finais.

2. Nos termos do art.º 3º do mesmo diploma, compete à ERSE monitorizar as alterações que estão em curso relativamente à atividade e constituição de OLMC, tendo em conta o vasto conjunto de funções que foram atribuídos a este operador.

3. Aquando da revisão do RT, o CT apresentou no seu parecer à 61ª Consulta Pública, importantes preocupações no que respeita ao OLMC, que reitera:

   a) Deverá existir um cuidado especial na separação das atividades e na identificação dos seus custos para que não sejam considerados em duplicado ou, noutras situações, por omissão;

   b) O valor a recuperar através da tarifa OLMC não deverá ser superior ao que se verificou em média nos últimos anos, para esta atividade;

c) *O CT manifesta a sua preocupação pela incorporação de outros eventuais custos que poderão advir do alargamento das funções concedidas ao OLMC e que atualmente não são desenvolvidas pelo ORD, ainda que estes custos possam não ser refletidos sob a forma de tarifa;*

d) *O diploma legal que aprovou o regime jurídico aplicável ao OLC, prevê que tarifa do OLMC seja uma das formas de financiamento desta atividade. Neste contexto, é uma preocupação do CT saber qual é a afetação entre as diferentes formas de financiamento e os custos que se pretende recuperar.*

4. Assim, considera o CT que as preocupações manifestadas anteriormente, e neste parecer reiteradas, continuam a constituir questões pertinentes, a que urge dar resposta, dado que o OLMC iniciará a sua atividade em breve.

5. Para o processo de fixação dos proveitos permitidos e restantes parâmetros regulatórios do OLMC, é entendimento do CT que a correspondente atividade regulada respeita exclusivamente à atividade de gestão do processo de mudança de comercializador.

6. O CT reitera ainda a necessidade de ser monitorizado o cumprimento do disposto no art.º 6º do diploma legal acima mencionado, que "*refere que as tarifas de energia como fonte de financiamento não poderão constituir um agravamento de custos para os respetivos clientes finais*". Esta preocupação é reforçada pelo expresso reconhecimento, do próprio regulador, que existiram dificuldades na definição da base de custos para o OLMC, atendendo à inexistência de um histórico que permita aferir o respetivo nível de custos, bem como à identificação dos custos incorridos pela EDP Distribuição com a operação de mudança de comercializador.

7. No que diz respeito à definição dos proveitos do novo operador independente, o CT acolhe a proposta de uma base de custos aceites para 2018, sobre a qual são aplicadas metas de eficiência. Essa base de custos considera os custos de exploração (OPEX) e de investimento (CAPEX) propostos pelo OLMC, alisados para um período de 3 anos, mas suscita as seguintes observações:

a) A componente de CAPEX deve ser remunerada a uma taxa inferior à do custo de capital determinado para a atividade de distribuição de energia elétrica (5.75%), tal como proposto pela ERSE, atendendo à natureza associativa sem fins lucrativos da ADENE;

b) Aumentar a meta de eficiência exigida (1.5%), que considera unicamente o valor mínimo correspondente ao fator de progresso tecnológico, uma vez que é razoável esperar ganhos de eficiência e sinergias pela junção de uma plataforma comum ao SEN e SNGN.

E. Parâmetros para a atividade de distribuição de energia elétrica da EDP Distribuição

E.1. Fator de eficiência para o período de regulação 2018-2020

1. O CT registou que a ERSE definiu para a EDP Distribuição metas de eficiência para os custos de exploração de 3.5% ao ano para o período de regulação 2012-2014 e de 2.5% ao ano para o período de regulação de 2015-2017, tendo baseado esta redução no reconhecimento do progresso significativo em termos de eficiência económica no desempenho da atividade de distribuição de energia elétrica.

2. O CT constata que na proposta de tarifas em avaliação para o período regulatório de 2018-2020, a ERSE estima o nível de eficiência da EDP Distribuição utilizando as duas metodologias já aplicadas no anterior período regulatório: o modelo *Data Envelopment Analysis (DEA)* e o índice de *Malmquist*. As amostras consideradas integram cerca de trinta ORD europeus e, como subconjunto, os ORD com mais de um milhão de clientes.

3. A ERSE concluiu que a EDP Distribuição tem reduzido os seus custos, aproximando-os dos custos aceites pela regulação, e considerou que existe margem para a EDP Distribuição reduzir os seus custos

em, pelo menos, 1.6% ao ano em termos reais, pelo que considera na proposta de tarifas e preços para 2018 uma meta de eficiência de 2% ao ano.

4. Da análise dos dados constantes da proposta, o CT evidencia:

   a) Que é positiva a trajetória decrescente dos custos com a atividade da distribuição de energia elétrica que revela a aposta numa maior eficiência dos sistemas e dos processos;

   b) Que a alteração do modelo de regulação na BT (TOTEX) faz aumentar significativamente a parcela dos proveitos permitidos que ficam sujeitos a eficiência (passa de 34% para 46%) e que a conjugação de várias decisões da ERSE impõe uma redução (~10,8%) dos proveitos permitidos da EDP Distribuição.

O CT considera que a meta de eficiência de 2% definida carece de melhor justificação, face aos resultados dos estudos acima mencionados.

E.2. Mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes

1. O CT verificou que o incentivo ao investimento em redes inteligentes foi introduzido no período regulatório 2012-2014 e alterado no período 2015-2017.

2. A ERSE, com a recente revisão regulamentar, introduziu novos aperfeiçoamentos no mecanismo até agora em vigor:

   a) Que visam ultrapassar a falta de eficácia verificada, que se traduziu na apresentação de uma única candidatura no período regulatório que finda em 2017;

   b) Que reforçam o alcance do incentivo através da remoção das barreiras identificadas à sua aplicação, nomeadamente o grau de complexidade associado aos processos de candidatura e à quantificação e valorização de benefícios.

3. O CT verificou que para o período de regulação 2018-2020:

   a) Os parâmetros propostos mantêm a partilha de benefícios (50%) entre o ORD e os consumidores;

   b) O valor do parâmetro que limita o incentivo em função do investimento passa de 1% para 1.5%;

   c) Os investimentos inovadores aprovados pela ERSE que demonstrem aportar mais-valias para o sistema são premiados durante seis anos;

   d) São elegíveis projetos inovadores no âmbito das redes inteligentes que melhorem a gestão e participação da procura, a flexibilidade na exploração das redes, a eficiência energética e a disponibilização de mais informação a clientes e comercializadores.

4. O CT concorda com as alterações propostas pela ERSE, observada a fase de transição tecnológica e de acelerada digitalização, aspetos que se revelam essenciais para aumentar a eficiência das operações e disponibilizar novos serviços e novas funcionalidades aos consumidores.

5. O CT recomenda que sejam valorizados os projetos inovadores que integrem soluções técnicas, que objetivem a eficiência energética e a disponibilização de informação aos consumidores mais vulneráveis.

F. Parâmetros para as atividades reguladas das RA

F.1. Gastos com pessoal

1. No que diz respeito ao apuramento da base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência para 2018, a ERSE utilizou os seguintes princípios:

   a) Efetuou a média dos custos reais das empresas reguladas em 2015 e 2016;

b) Efetuou a média dos custos aceites pela ERSE nos anos de 2015 e 2016;

c) Posteriormente, efetuou a média dos resultados dos dois cálculos descritos anteriormente.

2. As empresas reguladas das RA, EDA e EEM, foram sujeitas desde 2011, à política de reduções salariais aplicáveis à função pública, estabelecida anualmente através dos respetivos Orçamentos de Estado. Isto significa que, para além das reduções salariais efetuadas[114], quer as remunerações, quer a evolução nas carreiras, foram suspensas desde aquela data, até julho de 2017. Nesta data, foi reposto 50% do efeito do congelamento nas progressões das carreiras, sendo os restantes 50% repostos a partir de janeiro de 2018, em conformidade com os instrumentos de regulamentação coletiva do trabalho estabelecidos (Acordos de Empresa).

3. Verifica-se, assim, que as bases de custos controláveis fixadas para o início do período regulatório de 2018 a 2020, não contemplam o descongelamento salarial (progressão nas carreiras, diuturnidades e demais benefícios dos trabalhadores) iniciado em julho de 2017, em conformidade com a Lei nº 42/2016 de 28 de dezembro (Lei do Orçamento de Estado para 2017). Destaca-se, também, a inexistência de qualquer atualização salarial de 2011 a 2017.

4. O CT recomenda que a ERSE reanalise os parâmetros fixados para o período regulatório 2018-2020, para a EDA e EEM, pois poderão estar influenciados pela perspetiva de ganhos de eficiência ao nível dos Gastos com Pessoal, com base no fundamento que as realizações anuais (2015 e 2016) estão condicionadas por fatores exógenos às empresas regulados das RA.

F.2. Fatores de eficiência para o período de regulação 2018-2020

1. Conforme referido no ponto anterior, as bases de custos para 2018 das empresas reguladas das RA, para todas as atividades, foram determinadas através da média dos custos reais e aceites da EDA e EEM nos anos de 2015 e 2016 líquidos de proveitos, de custos de manutenção (AEEGS) e de ajustamentos de preços de transferência (quando aplicável), atualizadas para 2018, tendo em conta a taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto, e as metas de eficiência definidas no anterior período regulatório.

2. Relativamente aos modelos de regulação económica, no período regulatório 2018-2020, a ERSE mantém os modelos de regulação do OPEX das atividades desenvolvidas pelas empresas reguladas das RA, assente numa regulação por incentivos, propondo alterar os respetivos fatores de eficiência.

3. Tendo em consideração que as regiões insulares não são alvo de extensa literatura económica de suporte, o CT recomenda à ERSE a promoção de uma análise mais aprofundada, para o próximo período regulatório a iniciar em 2021, que permita identificar de forma clara os custos eficientes - OPEX, por ilha, de cada região autónoma, na medida em que tal se poderia revelar benéfico, quer para as empresas quer para os consumidores.

4. Em função destes referenciais, deveriam então ser determinadas as bases de custos, assim como, os níveis de eficiência que cada empresa teria de prosseguir, mediante a fixação de parâmetros adequados e cabalmente fundamentados, sendo revistos com a regularidade exigida pela evolução tecnológica e outros fatores internos e/ou externos.

G. Custos de referência para o comercializador de último recurso

1. Na avaliação da performance das empresas reguladas do setor elétrico, a ERSE afirma que a EDP SU é a mais eficiente no seu grupo de dimensão. Neste caso, justifica que apenas é expectável que ocorra

[114] No caso da EDA as Resoluções do Conselho do Governo Regional dos Açores n.º 23/2015, de 11 de fevereiro e n.º 16/2016 de 15 de janeiro, permitiram repor, parcialmente, as reduções salariais.

uma melhoria do seu nível de eficiência pelo efeito do progresso tecnológico (Doc. Parâmetros, pág. 244).

2. Os resultados obtidos nas diferentes análises da ERSE indicam que, para o período 2018 a 2020, se deve aplicar uma meta de eficiência de 1.5% associada ao efeito do progresso tecnológico (Doc. Parâmetros, pág. 246).

3. Considerando que a informação estudada pela ERSE quando da definição dos custos de referência advém dos valores previsionais enviados pelo CUR a 15 de junho, alerta-se a ERSE para a necessidade de ajustar os valores em consequência da Lei nº 105/2017, de 30 de agosto.

IV

RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS

H. Taxa de IVA na fatura de eletricidade

a) O serviço de fornecimento de energia elétrica, entre outros, possui a natureza de serviço público essencial, nos termos da alínea b) do n.º 1 do artigo 1.º da Lei n.º 23/96, de 26 de julho (Lei dos Serviços Públicos Essenciais), diploma legal que criou um regime especial de proteção dos utentes de certos serviços que, pela sua natureza, importância e necessidade social, estão sujeitos a princípios como o da acessibilidade;

b) A subida do IVA em 2011 na fatura de energia, para a taxa máxima, alteração então dita de caráter excecional determinada pela situação de grave crise económica que desde 2008 se registou em Portugal e na Europa, afetou particularmente o consumidor doméstico;

c) Tendo em conta a finalização do programa de intervenção, considerando-se que há sinais de retoma da economia e de crescimento económico e tendo ainda em atenção que se trata de um serviço público essencial, o CT recomenda que a ERSE, pese embora não tenha poderes legislativos, desenvolva junto do legislador as diligências necessárias tendentes à redução da taxa de IVA para a taxa mínima.

I. Eficiência no Consumo de Energia Elétrica

No domínio da eficiência energética no consumo, o CT recomenda que:

a) A tónica regulatória se centre na promoção de boas práticas, e na eliminação de barreiras à adoção de equipamentos, técnicas e processos eficientes;

b) EM todas as fases do processo regulatório necessário à estruturação de novos planos ou regulamentos específicos, ou à avaliação da alteração de planos existentes, seja dada, em tempo útil, a informação necessária à avaliação pelo CT dos impactos tarifários.

J. Saldos de gerência da ERSE

a) De acordo com o estipulado na norma contida no n.º 6 do artigo 50º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 77/2002, de 12 de abril, na sua atual redação, sempre que sejam gerados saldos de gerência pela ERSE devem os mesmos reverter a favor dos clientes de eletricidade e de gás natural, através da dedução dos saldos à tarifa de acesso, na proporção das contribuições cobradas aos clientes de cada um destes setores para o orçamento da ERSE;

b) O CT regista que desde o ano de 2009 foram acumulados pela ERSE saldos de gerência que ultrapassam o valor global de 11M€ que, até ao momento, não foram devolvidos às tarifas nos termos regulamentares aplicáveis, não obstante as diligências desenvolvidas pelo C.A. da ERSE nesse sentido;

c) O CT considera que a devolução dos saldos de gerência acumulados pela ERSE terá um impacto positivo na formação das tarifas contribuindo para o seu desagravamento;

d) Assim, o CT recomenda à ERSE que continue a desenvolver esforços com vista à concretização da devolução dos saldos de gerência acumulados pela ERSE desde há vários anos a favor dos consumidores de energia.

K. Estudo sobre impactes no preço médio de mercado

a) Nos termos do art.º 4.º do DL 74/2013, de 4 de junho, deverá o CT ser consultado com vista à emissão de parecer relativo ao estudo sobre o impacte na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da UE e os seus efeitos redistributivos nas diversas rúbricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica. Por carta datada de 12/10/2017, dirigida ao CA da ERSE, o CT informou da sua pretensão em emitir parecer autónomo relativo ao estudo acima mencionado;

b) Pelo CA da ERSE foi dado conhecimento ao CT de uma proposta de termos de referência para o estudo;

c) Tendo em conta que este estudo não foi até à data enviado, o CT reitera ser seu entendimento que este órgão deverá ser consultado em relação ao procedimento de aplicação do referido diploma legal.

V

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta todas as recomendações constantes deste Parecer.

Aprovado em 15 de novembro de 2017.

◆ Resposta da ERSE ◆

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE, no dia 13 de outubro de 2017, a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020" e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de novembro de 2017.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, da ERSE aprova até 15 de dezembro de 2017 as tarifas e preços de energia elétrica para 2018 e os parâmetros para o período de regulação 2018-2020.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020" e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT da ERSE e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

No presente documento apresentam-se as respostas da ERSE aos comentários e recomendações constantes do parecer do CT da ERSE.

I

GENERALIDADE

I A - Comunicação dos impactos tarifários

Na comunicação dos impactos tarifários a ERSE apresentou, este ano, informação sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais, aplicáveis aos consumidores fornecidos pelos comercializadores de último recurso, sobre as tarifas sociais de venda a clientes finais, aplicáveis aos consumidores vulneráveis em Baixa Tensão Normal (BTN), e sobre as tarifas de acesso às redes, aplicáveis a todos os consumidores.

Adicionalmente, devido ao elevado peso que os custos de política energética e interesse económico geral (CIEGs) assumem hoje nas tarifas de acesso às redes, considerou relevante fornecer informação sobre a variação das tarifas que compõem as tarifas de acesso às redes. Assim, foi destacada a variação da tarifa de uso global do sistema (fundamentalmente condicionada pelos CIEGs) e a variação das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição (sujeitas à regulação da ERSE).

No que concerne à variação das tarifas transitórias de venda a clientes finais referida no comunicado, esta é uma variação média para Portugal, integrando as regiões autónomas. Em qualquer uma destas regiões a variação tarifária na BTN é também de -0,2%.

I B - Evolução dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG)

A ERSE regista os comentários do CT em relação à evolução dos custos de interesse económico geral (CIEG). Tal como referido em ocasiões anteriores, a evolução dos CIEG está fora das competências da ERSE, dependendo das decisões tomadas pelo Governo no quadro da política energética nacional. Ainda assim, importa referir que todos os aspetos associados a esta evolução para a sustentabilidade do setor são acompanhados de perto pelo Regulador, sendo que as potenciais consequências associadas às obrigações relativas ao pagamento desses custos pelo SEN são divulgadas pela ERSE nos documentos e *fora* adequados.

Relativamente à trajetória futura esperada dos CIEG, a ERSE remete para o Governo a eventual divulgação de informação adicional sobre estes temas.

I C - Interruptibilidade

A ERSE desconhece alterações para além daquelas implementadas pela Portaria º 268-A/2016, ao abrigo da qual a ERSE tomou conhecimento e participou em testes de verificação da disponibilidade das instalações que prestam o serviço de interruptibilidade. Destes testes resultaram incumprimento por parte de algumas instalações não tendo, contudo, o impacto económico sido muito significativos.

Atendendo a este enquadramento, a ERSE reviu ligeiramente em baixa o valor da interruptibilidade e terá em consideração no cálculo tarifário os impactos provenientes das alterações ao regime da interruptibilidade assim que sejam concretizadas.

I D - Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE)

A ERSE acolhe positivamente a proposta do CT para que sejam envidadas junto das autoridades competentes as diligências necessárias para garantir as transferências do Fundo de Sustentabilidade do Sistema Elétrico (FSSSE) para o Setor Elétrico Nacional (SEN) reforçando, no entanto, que tais diligências têm sido realizadas de forma persistente e sem resultados. De todo o modo, a ERSE continuará a desenvolver, dentro das suas atribuições, as ações necessárias para assegurar que sejam transferidas do FSSSE os montantes devidos ao SEN, em especial serão solicitadas às autoridades competentes esclarecimentos relativos à aplicação da CESE e às transferências do FSSSE.

Todavia, esta posição não pode condicionar a devida prudência tarifária, pelo que as previsões de recebimento por parte do SEN das verbas do FSSSE não poderão alhear-se do facto das transferências do FSSSE para o SEN observadas até à data serem residuais, face aos montantes em questão.

Nesse sentido, a opção pela não inclusão nas tarifas para 2018 de verbas do FSSSE constitui uma abordagem prudente. Esta abordagem em nada altera a interpretação da ERSE de que o SEN é atualmente credor do FSSSE, nem altera as suas legítimas expetativas quanto às futuras transferências de montantes de CESE desse fundo para o SEN, que serão posteriormente consideradas para efeitos tarifários no cálculo dos ajustamentos finais. Dito do outro modo, qualquer montante transferido do FSSSE para o SEN será, naturalmente, deduzido, acrescido de juros, às tarifas calculadas no ano seguinte ao da transferência.

I E - Dívida tarifária e serviço da dívida

Nada a referir

I F - Implementação do novo período regulatório

No que respeita à tarifa social, a ERSE genericamente concorda com o princípio que os descontos devem incidir sobre a componente da potência contratada pois isso constituiu um mecanismo de fomento à utilização eficiente de energia.

Não obstante o exposto, a alteração que a ERSE propôs no âmbito da revisão regulamentar visa também dar resposta a outra necessidade. Em concreto visa proteger os consumidores vulneráveis relativamente a variações tarifárias muito acentuadas, de resto, em linha com os princípios tarifários previstos no artigo 61.º, n.º 1, al. e) e f) do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro. Esta alteração teve por objetivo mitigar as variações tarifárias diferenciadas por termo tarifário nas tarifas sociais de venda a clientes finais e nas tarifas sociais de acesso às redes. Este mecanismo já é aplicável no cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso.

Assim sendo, no cálculo da tarifa social os descontos incidem fundamentalmente na componente de potência contratada e adicionalmente são mitigados os acréscimos observados em cada um dos preços, quer das tarifas sociais de acesso às redes, quer das tarifas sociais de venda a clientes finais.

I G - Recomendações anteriores do CT da ERSE

Nos trabalhos que antecedem um novo período regulatório, a ERSE procede à avaliação do desempenho das empresas reguladas. Esta prática foi seguida para a preparação do período regulatório que se inicia em 2018, abrangendo um período de 3 períodos regulatório completos (2006-2008, 2009-2011, 2012-2014) e dos dois primeiros anos do período regulatório 2015-2017 (anos de 2015 e 2016). Assim, é possível aferir ao longo de 11 anos a evolução das atividades reguladas do Setor Elétrico. As conclusões extraídas desta análise prévia são tidas em conta pela ERSE na definição das metodologias regulatórias e dos parâmetros a aplicar às empresas no novo período regulatório.

II

ESPECIALIDADE

II A - Estrutura tarifária do setor elétrico em 2018

Para além das alterações à estrutura tarifária já introduzidas na atual proposta, e reconhecidas no ponto II.A do capítulo da Especialidade do parecer do Conselho Tarifário, a ERSE prepara-se para dar início à realização dos projetos-piloto relativos ao aperfeiçoamento da estrutura tarifária e à introdução de tarifas dinâmicas. A ERSE prevê, em breve, aprovar uma deliberação sobre os projetos-piloto a realizar em Portugal Continental de forma a poder iniciar os mesmos na primeira metade de 2018. A deliberação relativa aos projetos-piloto a realizar nas regiões autónomas irá ocorrer já em 2018. No entanto, realça-se

que a informação recolhida no âmbito dos projetos-piloto permitiu, desde já, estabelecer um ciclo semanal em BTN nas Regiões Autónomas, conforme identificado em pareceres anteriores do Conselho Tarifário.

Sublinha-se que os projetos-piloto mencionados visam melhorar a aderência da atual estrutura tarifária à estrutura de custos do setor elétrico, de forma a incentivar uma utilização mais eficiente por parte dos consumidores. Em particular, o projeto-piloto que testa a introdução de uma tarifa dinâmica no acesso às redes em Portugal Continental visa melhorar a identificação dos períodos críticos em termos de utilização das redes elétricas, ao definir esses períodos com uma antecedência de poucos dias, o que permite ter melhor informação sobre o consumo expectável e a produção intermitente das energias renováveis em determinado momento.

II B – Aditividade tarifária

A variação das tarifas de Acesso às Redes depende, por um lado, das variações das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição (sujeitas à regulação da ERSE) e por outro lado, da variação da tarifa de uso global do sistema, fundamentalmente condicionada pelos custos de política energética e interesse económico geral (CIEGs).

As variações tarifárias no acesso às redes são muito diversas em resultado dos efeitos da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de Uso Global do Sistema. As disposições estabelecidas nessa Portaria impõem a alocação dos CIEG a determinadas variáveis de faturação, situação que impacta diretamente nas variações observadas pelos vários termos tarifários que compõem as tarifas de acesso às redes, condicionando a estrutura tarifária e sujeitando-a a alterações de um ano para o outro.

Em contrapartida, na determinação das tarifas transitórias de venda a clientes finais, as variações por termo tarifário são mitigadas no quadro da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, de modo a acautelarem-se os interesses dos consumidores no que respeita a impactes tarifários muito diferenciados por cliente. Esta mitigação de variações é efetuada por termo tarifário, sendo que, por tipo de fornecimento ou nível de tensão, se assegura a igualdade de preços médios entre as tarifas transitórias e as tarifas de referência ou aditivas que representam a melhor espectativa para os preços no mercado retalhista.

Assim sendo, a incoerência referida pelo CT de tarifas transitórias de venda a clientes finais com valores de potência contratada inferiores às tarifas de acesso às redes é consequência, por um lado, das variações acentuadas por termo tarifário observadas nas tarifas de acesso às redes que não estão sujeitas a qualquer limitação e, por outro lado, da necessidade de limitar estas mesmas variações tarifárias por termo tarifário nas tarifas transitórias de venda a clientes finais.

Com o objetivo de eliminar esta incoerência, a ERSE efetuou as seguintes alterações à sua proposta de tarifas, que permitem mitigar a variação no preço de potência contratada no acesso às redes de BTN:

g) o valor do sobrecusto com os contratos de aquisição de energia (CAE) distribuído de forma diretamente proporcional à potência contratada passa de 15% deste sobrecusto para 0%, ao abrigo do disposto nos n.º 8 e 9 do artigo 4.º da Portaria n.º 332/2012;

h) o novo custo incremental de potência contratada da rede de distribuição de BT, será introduzido em dois anos, ou seja, nas tarifas de 2018 será considerado 85% do valor deste custo incremental.

Com estas alterações a referida incoerência entre as tarifas de acesso às redes e as tarifas transitórias de venda a clientes finais deixa de se verificar para os escalões entre 4,6 kVA e 13,8 kVA, permanecendo apenas nos escalões de 17,25 kVA e 20,7 kVA.

II C - Variações tarifárias e ajustamentos

No processo de cálculo de tarifas para cada ano, ao efetuar as suas previsões a ERSE tem a preocupação de avaliar a evolução das principais determinantes legislativas, económicas, técnicas e ambientais que possam ter impacto na evolução dos proveitos permitidos das empresas reguladas.

Contudo, os fatores exógenos à atuação regulatória, tais como o nível de procura, as condições climatéricas ou ainda a evolução do preço dos combustíveis, impactam de forma significativa nos resultados reais obtidos pelas empresas reguladas, em especial nas atividades não diretamente reguladas. Estes fatores são, de um modo geral, bastante voláteis e sujeitos a condicionantes conjunturais, não previsíveis, pelo que quaisquer previsões quanto à sua evolução, por mais rigorosas e fundamentadas como procuram ser as previsões da ERSE, inserem sempre um grau de incerteza elevado que se reflete por inerência nos ajustamentos aos proveitos que lhes foram permitidos dois anos antes com base em valores previsionais.

II D - Sobrecustos das Regiões Autónomas

A preocupação levantada pelo CT da ERSE quanto à necessidade de explicitar os valores referentes a ajustamentos tarifários das empresas das RA já se encontra, atualmente, respondida nos documentos que acompanham as propostas tarifárias. Em concreto, no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2018", de outubro de 2017, são apresentados os motivos para as variações de proveitos ocorridas ao nível das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Por exemplo, no ponto 4.6.5, do referido documento refere-se "*Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2018 é superior ao verificado nos dois anos anteriores, 2016 e 2017. Esta evolução reflete, em parte, o impacte do aumento dos preços dos combustíveis na Região Autónoma dos Açores, e a inclusão no ajustamento aos proveitos de 2016 dos custos das rendas de concessão, que não estavam previstos aquando do cálculo das tarifas de 2016*.", e no ponto 4.7.4 do mesmo documento, refere-se "*O efeito verificado na atividade de DEE deve-se à aceitação dos valores relativos aos direitos de passagem devidos pela EEM aos municípios da RAM, no ano de 2016, os quais não se encontravam contemplados nas tarifas desse ano*." De igual forma, os quadros de ajustamentos e de proveitos de cada atividade permitem verificar em detalhe as causas dos acréscimos ou reduções de proveitos por cada um dos agregados de custos, uma vez que no caso dos quadros dos ajustamentos do ano encontram-se, também, os valores de tarifas desse ano, e nos quadros de proveitos permitidos, encontram-se os proveitos permitidos do ano anterior. Assim, é sempre possível aferir a evolução de cada agregado de custos.

Sempre que necessário a ERSE enfatizará nos seus documentos, os motivos e os valores referentes à variação de proveitos em cada atividade.

II E – Caracterização da procura de energia elétrica em 2018

A ERSE considera que as previsões de evolução do consumo referido à emissão constantes da proposta tarifária, respetivamente 49 563 GWh em 2017 (+0,6%) e 50 136 GWh em 2018 (+1,2%), se mantêm consistentes com a informação mais recente conhecida até à data, designadamente as projeções de indicadores macroeconómicos e o contexto legislativo.

Os valores de procura estabelecidos pela ERSE para 2018 comparativamente com as previsões das empresas de junho de 2017, apresentavam valores superiores.

Entretanto as revisões em alta das previsões mais recentes da REN, quer para 2017, quer para 2018, vêm demonstrar que os valores propostos pela ERSE e considerados na proposta tarifária submetida a parecer do Conselho Tarifário são adequados. Assim sendo na decisão final mantêm-se os valores de procura para 2017 e 2018.

II F - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimentos dos clientes

As previsões do custo médio de aquisição do CUR para fornecimentos dos clientes relativas ao ano de 2018 e a estimativa para o corrente ano de 2017 apresentados no documento "Proveitos permitidos e

ajustamentos para 2018 das empresas reguladas do setor elétrico" da proposta de tarifas de 15 de outubro de 2017 tiveram por base os preços que se verificavam nos mercados de futuro para entregas em 2018, no período que antecedeu a publicação do referido documento. Todavia, as condições relativas à definição dos preços da eletricidade sofreram alterações consideráveis entre a proposta de tarifas apresentada ao CT da ERSE a 15 de outubro e a definição dos valores finais a publicar nos documentos de 15 de dezembro de 2017.

A seca extrema que tem caraterizado o ano de 2017 e que continuou durante os meses de outubro e novembro a assolar a Península Ibérica, conjuntamente com o aumento dos preços nos mercados grossistas dos combustíveis designadamente do carvão e do petróleo, têm justificado um aumento dos preços da eletricidade, não apenas de mercado spot, como também no mercado de futuros, designadamente para as entregas no próximo ano. Desta forma, tendo em consideração estas alterações de circunstâncias e tomando boa nota dos comentários do CT relativamente ao preço médio de aquisição do CUR para fornecimentos dos clientes, a ERSE decidiu rever em alta estes preços tanto nas suas estimativas para 2017, como nas previsões para 2018.

II G – Mercado liberalizado (ML)

A ERSE utiliza, na formulação das estimativas quanto aos consumos e ao número de consumidores reportado ao mercado livre, a melhor informação disponível à data da sua publicitação.

A proposta de tarifas e preços para 2018 incorporou a informação existente sobre o ritmo de *switching* entre mercado regulado e mercado livre, bem como a possibilidade concedida pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, de os clientes com contratos de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado poderem optar pelo regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, e eventual regresso ao comercializador de último recurso, nas situações previstas na Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro.

Neste sentido, as previsões para 2018 apontam, como se pode verificar nas Figuras 2-6 e 2-7, para uma estagnação dos valores relativos quer em número de clientes quer em consumo anual no mercado livre.

II H - Tarifas de acesso para a mobilidade elétrica

No cálculo das tarifas de acesso às redes da mobilidade elétrica é garantida a inexistência de subsidiação cruzada com as restantes tarifas, bem como a recuperação dos custos com a utilização da infraestrutura de redes.

As tarifas de acesso às redes da mobilidade elétrica são tarifas com estrutura bi-horária e tri-horária, apenas com preços de energia e, consequentemente, sem preços de potência contratada, na medida em que a carga a satisfazer – veículos automóveis – varia no tempo e no espaço. Esta variação espacial obriga a variabilizar os conceitos de potência contratada convertendo-os em preços de energia. Nesta variabilização – conversão dos preços de potência contratada em preços de energia – assegura-se a neutralidade em termos de pagamentos.

É possível verificar que os preços de energia das tarifas de acesso às redes da mobilidade elétrica são superiores aos preços de energia das tarifas de acesso às redes das opções tarifárias bi-horárias e tri-horárias em BTN, correspondendo o diferencial à recuperação dos custos de potência contratada.

A explicação aqui apresentada será acrescentada ao ponto 4.8 do documento de "Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2018 e Parâmetros para o período de regulação 2018-2020".

II I - Tarifas de acesso às redes em Portugal Continental

Conforme já referido a variação das tarifas de acesso às redes depende, por um lado, das variações das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição (sujeitas à regulação da ERSE) e, por outro lado, da

variação da tarifa de uso global do sistema fundamentalmente condicionada pelos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG).

No quadro seguinte é possível verificar que os acréscimos observados nas tarifas de acesso às redes nos últimos 5 anos são fundamentalmente condicionados por acréscimos na tarifa de uso global do sistema, onde são recuperados os CIEG. É também possível verificar que as tarifas de uso das redes reguladas pela ERSE se reduzem no período analisado, situação que contribuiu para mitigar os acréscimos das tarifas de acesso às redes. A ERSE concorda com a necessidade de manter controlado o valor dos CIEG e, embora a evolução destes custos esteja fora do âmbito do controlo direto da ERSE, analisando a sua evolução é possível verificar que tem vindo a diminuir.

Tarifas	2014	2015	2016	2017	2018	Variação média anual 2018/2014
Acesso às Redes	6,3%	6,3%	6,2%	4,7%	-4,4%	3,1%
Uso Global do Sistema	11,9%	21,2%	9,2%	5,2%	0,7%	8,8%
Uso de Redes	1,3%	-8,6%	2,3%	3,9%	-11,6%	-3,7%

II J - Comercialização de Último Recurso (CUR)

A ERSE entende a preocupação levantada pelo CT quanto às incertezas associadas ao processo de *phasing out* da atividade de comercialização e quanto aos seus potenciais impactes, por um lado no equilíbrio económico-financeiro desta atividade e, por outro, na equidade de condições entre o mercado livre e o mercado dito regulado.

No que diz respeito ao primeiro ponto, esta preocupação materializou-se na inclusão, pela primeira vez no anterior período regulatório, de uma componente de custos não controláveis na atividade de comercialização da EDP, SU. Esta parcela é incluída de forma previsional, sendo a necessidade da sua inclusão em definitivo avaliada aquando do cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos, após a análise aos resultados da empresa e a avaliação do impacte dos custos não controláveis na sua capacidade em gerar rendimentos suficientes para desenvolver a atividade de comercialização de último recurso.

Em particular, a inclusão, de uma parcela de custos não controláveis no montante de 1,5 milhões de euros nas tarifas de 2016 resultou de previsões quanto à existência de um nível de custos não controláveis nesse ano e no seu consequente impacte nos resultados da empresa, que não se confirmaram. Assim, considerou-se a não-aceitação, em sede de ajustamento definitivo, desse montante.

No entretanto, desde a apresentação da proposta tarifária, foram reponderadas as condições da atividade de comercialização para o próximo período regulatório de modo a melhor garantir a equidade de condições do mercado livre e do mercado regulado, refletindo a recente revisão do quadro legislativo da atividade de comercialização que culminou com a publicação da Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro.

Desse exercício destaca-se, entre outros, o facto dos proveitos desta atividade passarem a ser integralmente recuperados ao nível da tarifa de comercialização, tendo-se, consequentemente, anulado o montante do diferencial da atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperado através da tarifa de UGS.

II K - Operadores da rede exclusivamente em BT

Na sequência da recente revisão do Regulamento Tarifário, são aprovadas tarifas de acesso às redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT. Estas tarifas são determinadas a partir das tarifas de acesso às redes aplicáveis aos clientes em MT,

deduzindo a tarifa de Uso Global do Sistema em MT (que integra CIEG alocados em MT) e adicionando a tarifa de Uso Global do Sistema em BT (devidamente convertida para o nível de tensão em MT por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas em BT).

Os preços apresentados são calculados incorporando 20% da diferença entre a tarifa de uso global do sistema em BTE e a tarifa do uso global de sistema em MT. Esta situação permite reduzir a subsidiação cruzada em vigor de 100% desta diferença, para 80%. A eliminação desta subsidiação cruzada deverá ser efetuada acautelando impactes tarifários anuais, conforme a ERSE discutiu no âmbito da revisão regulamentar. Este gradualismo é expressamente referido no documento da Proposta de tarifas de energia elétrica para 2018.

Importa também referir que os artigos 205.º e 206.º do Regulamento Tarifário aprovam ainda um conjunto de situações e procedimentos de salvaguarda do equilíbrio económico-financeiro das concessões de distribuição, em particular no que respeita às concessões de BT. Estas disposições serão adotadas nas situações em que se verifiquem desajustes nas tarifas anteriormente referidas.

II L - Tarifa social

No cumprimento da legislação em vigor, a ERSE, no âmbito do cálculo das tarifas do Setor Elétrico para 2018 procedeu à aplicação do disposto no Despacho n.º 9371/2017, de 24 de outubro, do Senhor Secretário de Estado da Energia. Neste sentido, foram deduzidos os montantes correspondentes à tarifa social atribuíveis aos centros electroprodutores abrangidos pelo diploma.

II M - Preços dos outros serviços

A ERSE regista o sentido global de concordância do Conselho Tarifário com os principais aspetos da proposta de preços dos serviços regulados que, em boa parte, se fundamentou também em considerações do próprio Conselho em exercícios anteriores.

II N - Qualidade de serviço

A ERSE reconhece a pertinência de haver uma publicação atempada do Relatório da Qualidade de Serviço o que, no presente ano, foi objetivamente prejudicado pelo processo de revisão regulamentar que, neste domínio, operou uma fusão regulamentar entre os setores elétrico e do gás natural e em que a disponibilização de informação é um aspeto de realce.

III

PARÂMETROS PARA O TRIÉNIO REGULATÓRIO

III A - Metodologia de cálculo do custo de capital médio ponderado (CCMP)

Nada a referir

III B - Remuneração do capital das entidades reguladas no período regulatório 2018-2020

3.1. - Determinação do prémio de risco de mercado

O prémio de risco de mercado reflete a previsão de uma realidade que ainda se perspetiva com algum risco, havendo ainda uma perceção de incerteza quanto à evolução das condições económicas e financeiras dos próximos anos, apesar da mais recente estabilidade. É também de realçar dois aspetos relevantes neste ponto em particular:

- O prémio de risco país tem por base o diferencial para a taxa de juro sem risco, que no presente momento também se encontra em valores mínimos, estando este nível dependente da manutenção da atual política monetária do BCE;

- As alterações da conjuntura económica e financeira que possam ter reflexo nas taxas de juro de referência estão acomodadas no mecanismo de indexação do CCMP, sendo estas condições reavaliadas no final do período regulatório.

Assim, a consideração de um período de 5 anos com contextos opostos, para o cálculo do prémio de risco, para além de ser coerente com as práticas da ERSE do passado, assegura igualmente alguma estabilidade na definição deste parâmetro face às incertezas que lhe são atualmente inerentes.

No entanto, a ERSE acomoda a preocupação expressa pelo CT ajustando em baixa os valores máximos e mínimos do mecanismo de indexação do CCMP.

3.2. - Prémio de risco da dívida

A determinação do prémio de risco da dívida teve em conta a avaliação dos custos de financiamento reais das empresas com atividades reguladas. Importa sublinhar que o CCMP é aplicado na remuneração não apenas de ativos que entrarão em exploração no próximo período regulatório, como, sobretudo, em ativos entrados em exploração há vários anos e cujo custo médio de financiamento reflete a atual estrutura de capital das empresas.

A redução das taxas de juro de referência pode não ter reflexo imediato nos custos médio de financiamento das empresas, dependendo da estrutura da dívida entre taxa fixa e taxa variável, sendo que a redução dos custos de financiamento para as empresas que têm uma estrutura de financiamento com maior peso de taxa fixa não observam uma redução tão diretamente correlacionada com a descida das yields. Desta forma, empresas com uma estrutura de financiamento com maior peso de taxa fixa, não observam uma redução tão imediata, podendo registar um alargamento do spread entre o custo médio de financiamento e as taxas de referência. A calibração do prémio de risco para o próximo período regulatório teve, deste modo, em consideração a análise e avaliação de desempenho dos custos médios de financiamento reais

das empresas reguladas, bem como do spread definido no anterior período regulatório, sendo de destacar que a manutenção do prémio de risco da dívida de 2%, igual ao do anterior período regulatório, resultaria num custo do capital alheio de 3%, abaixo dos custos médio de financiamento em 2016 de todas as empresas com atividades reguladas, com exceção da EDA. Na definição do prémio de risco para o período regulatório que se iniciará em 2021 a avaliação dos custos médios de financiamento reais face ao definido em sede de parâmetros para os anos de 2017 a 2019 serão tidos em conta.

III C - Parâmetros para a atividade de Transporte de Energia Elétrica e Gestão Global do SIstema da REN

C.1. - Proveitos permitidos do ORT

A definição das metas de eficiência a aplicar aos custos operacionais é premente nas metodologias regulatórias por incentivos aplicados às atividades reguladas. A avaliação do desempenho das empresas e o contexto nacional e do setor elétrico são relevantes na definição das metas de eficiência, pelo que a ERSE toma boa nota da recomendação do CT, tendo como objetivo para o próximo período regulatório uma avaliação do impacte da idade dos ativos do ORT nas condições de exploração da rede de transporte de energia elétrica.

C.2. - Incentivos na atividade de Transporte

O CT considera positiva a introdução do mecanismo de incentivo à racionalização económica do investimento, uma vez que permite simultaneamente o adiamento do investimento e garantir um bom desempenho operacional da RNT. No entanto, este órgão "*recomenda que a calibração do nível de incentivo garanta um tratamento equilibrado entre o risco do ORT e o benefício económico para o sistema*".

Dando resposta a esta recomendação foram alterados alguns aspetos apresentados inicialmente na proposta submetida ao CT de mecanismo de incentivo à racionalização económica do investimento, designadamente na formulação do indicador de desempenho funcional e respetivos parâmetros.

Em seguida apresentam-se os principais aspetos que foram alterados no mecanismo proposto:

- Indicador de desempenho funcional (indicador RDF)

  O indicador RDF inicialmente calculado através do produto dos indicadores secundários passa a ser determinado através da média ponderada dos indicadores secundários.

- Indicador relativo à maximização da capacidade de interligação disponível para o mercado diário (EInterligações)

A fórmula de cálculo de "IInterligações", que inicialmente tinha em conta o menor dos dois valores que resultavam do cálculo das capacidades de importação ou de exportação, passa a considerar somente os valores da importação.

- Parâmetro que limita o valor máximo do indicador IInterligações

  O valor máximo da referência para o indicador IInterligações, que inicialmente assumia o valor de 30%, passa a ser 27%.

III D - Parâmetros para a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

A autonomização da figura do OLMC numa única entidade que desempenha as funções para os setores elétrico e do gás natural surgiu por aplicação do disposto no Decreto-Lei nº. 38/2017, de 31 de março. A atividade de OLMC era até 2017 desenvolvida pela EDP D, no que se refere ao setor elétrico, e pela REN Gasodutos, no que se refere ao setor do gás natural. Com a transferência das incumbências de OLMC para a ADENE, a ERSE, em cumprimento da legislação vigente, teve a preocupação de assegurar que a atividade de OLMC não resultasse num agravamento de custos para os consumidores de energia, nos termos do estabelecido no Decreto-Lei nº. 38/2017, de 31 de março.

Assim, no caso particular do setor elétrico os proveitos permitidos alocados ao OLMC foram compensados por uma diminuição no mesmo sentido nos proveitos permitidos da atividade de *switching* da EDP D, incorporados na base de custos da atividade de distribuição em alta e média tensão, de modo a refletir o impacte da transferência de competências da EDP D para a ADENE e garantir que a criação desta atividade não gerasse quaisquer custos acrescidos para os clientes do setor elétrico. Para assegurar a estabilidade tarifária associada a esta atividade, a ERSE implementou um mecanismo de alisamento de custos que permitiu repartir ao longo dos três anos do período regulatório 2018-2020 os custos previstos com a atividade de OLMC do setor elétrico. Assim, o maior esforço inicial do OLMC em termos de recursos, associado ao arranque da sua atividade, foi repartido ao longo de três anos.

A atividade regulatória da ERSE abrange a fixação dos proveitos permitidos da atividade de OLMC, assim como a definição da tarifa respetiva, com vista a recuperar esses proveitos, que é paga pelos consumidores de eletricidade no âmbito do disposto na regulamentação em vigor, nomeadamente do Regulamento Tarifário. Neste contexto, a atividade do OLMC será monitorizada de modo a não permitir quaisquer subsidiações cruzadas entre a atividade regulada do OLMC e as restantes atividades desenvolvidas pela ADENE, assim como garantir que os rendimentos suplementares obtidos pelo OLMC fora da aplicação da tarifa regulada sejam devolvidos ao SEN, através da sua dedução aos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas.

Refira-se também que a aplicação de uma meta de eficiência superior ao nível mínimo exigido de 1,5% (que corresponde ao fator mínimo de eficiência tecnológica), que internalizasse, por exemplo, eventuais ganhos acrescidos de escala, seria atualmente contraproducente, visto que o OLMC ainda não iniciou a sua atividade e, consequentemente, o seu desempenho não pode ser avaliado.

No que se refere à remuneração do CAPEX, a ERSE acolheu a sugestão do CT da ERSE e reviu em baixa a taxa de remuneração da atividade de OLMC da ADENE, tendo em conta as particularidades desta entidade, nomeadamente a ausência de dívida e a sua natureza associativa sem fins lucrativos. Esta revisão resultou

num ganho direto para os clientes do SEN, visto que não implicou qualquer alteração em sentido contrário do nível de proveitos permitidos da atividade de *switching* da EDP D.

III E - Parâmetros para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDP Distribuição

E.1 - Fator de eficiência para o período de regulação 2018-2020

As metas definidas para os custos da atividade de distribuição de energia elétrica para o próximo período regulatório resultam do cruzamento das conclusões da avaliação do desempenho desta atividade e da auditoria efetuada às operações intragrupo da EDP Distribuição. Deste modo, foram revistas a meta de eficiência e a base de custos da atividade de distribuição de energia elétrica, por forma a permitir uma partilha mais equitativa entre os clientes e a empresa dos resultados que esta empresa tem vindo a alcançar em termos de desempenho económico.

A meta de eficiência de 2% proposta procura garantir a manutenção do esforço da EDP D, no sentido de diminuir os custos suportada no progresso tecnológico e de incrementar o seu nível de eficiência relativo. A diminuição de 2,5% para 2% desta meta reflete, assim, os resultados obtidos no último período regulatório, assim como o facto de continuar a existir margem para melhorias neste indicador face a empresas comparáveis, sendo esses resultados observáveis no estudo de benchmarking apresentado no documento "Parâmetros de regulação para o período de 2018-2020".

Esta conclusão é reforçada pela auditoria acima referida, que justifica igualmente a necessidade de a empresa partilhar de forma mais efetiva o esforço de diminuição de custos com os clientes. Esta última necessidade materializou-se na correção em baixa da base de custos para o novo período regulatório.

E.2 - Mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes

Os projetos que se vierem a candidatar ao incentivo ao investimento em redes inteligentes serão analisados individualmente pela ERSE e, tal como referido no documento "Parâmetros de regulação para o período de 2018-2020", deverão demonstrar em que medida se enquadram no conceito de rede inteligente e quais os benefícios que trazem para os clientes, designadamente através de novo conhecimento desenvolvido por via de mais informação útil que passará a estar acessível aos agentes do setor elétrico.

Adicionalmente, os projetos candidatos devem concretizar alguns objetivos pré-definidos, entre os quais se encontram os contributos, referidos pelo CT, para a eficiência energética e para a disponibilização de informação aos consumidores, em particular aos mais vulneráveis. Assim sendo, na avaliação dos projetos candidatos, a ERSE analisará a informação prestada pelos operadores sobre os benefícios que o investimento em causa proporciona nesses dois vetores.

No que diz respeito à identificação e valorização de benefícios associados a cada um dos objetivos que os projetos em rede inteligente devem concretizar, a ERSE pretende trabalhar em conjunto com os operadores das redes no sentido de clarificar métricas a utilizar.

III F - Parâmetros para as atividades reguladas das RA

F.1 – Gastos com pessoal

Tendo em conta os comentários do CT relativamente à fixação dos parâmetros da EDA e da EEM para o período regulatório com início em janeiro de 2018, a ERSE procedeu à reavaliação dos cálculos que havia efetuado para a determinação das bases de custos da EDA e da EEM, em particular no que se refere à rubrica de gastos com pessoal.

Esta reavaliação foi concretizada após a ponderação de dois fatores. Por um lado, é previsível que no ano de 2018 ocorram acréscimos com os gastos com pessoal por reposição aos colaboradores de salários e outras regalias salariais que haviam estado suspensas entre os anos de 2011 e 2016, em conformidade com a legislação vigente àquelas datas. Por outro lado, sendo estas empresas sujeitas a regulação económica

que procura emular situações de ótimo económico [115], não se pode deixar de considerar que esses custos são, em parte, controláveis pelas empresas.

Nesse contexto, a ERSE reconheceu parcialmente os acréscimos salariais espectáveis para 2018, internalizando-os nas bases de custos de cada atividade.

F.2 - FATORES DE EFICIÊNCIA PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Para a fixação das bases de custos das atividades reguladas da EDA e da EEM, a ERSE tem em conta o desempenho das duas empresas em cada uma das atividades reguladas. Neste sentido é feito anualmente uma análise de desempenho que é aprofundada no ano que antecede a fixação de parâmetros para cada período regulatório.

Face às particularidades de cada uma das regiões insulares, RAA e RAM, não é de todo fácil encontrar outras realidades similares que permitam efetuar uma análise alargada de benchmarking. Nessa ausência a ERSE optou por efetuar para as atividades de AGS e de DEE um benchmarking mais restrito, apenas entre a EDA e a EEM e, adicionalmente, ao nível da atividade de DEE foi efetuada uma análise num âmbito mais alargado em que se avaliou o desempenho da EDA e a EEM, através de uma metodologia de DEA, numa amostra de 29 empresas.

Na interpretação dos resultados desse trabalho, a ERSE teve em consideração as particularidades em que a EDA e a EEM desenvolvem as suas atividades, não tendo aplicado, de forma direta, os resultados das análises efetuadas, designadamente do benchmarking alargado à EDA e à EEM.

III G - Custos de referência para o Comercializador de Último Recurso

A heterogeneidade das empresas comercializadoras é ponderada nos processos de definição anual dos custos de referência para a atividade de comercialização. Nesse sentido, o estudo que define os custos de referência da atividade de comercialização que consta do documento "Parâmetros de Regulação para o Período 2018-2020" apresenta os custos de referência por diferentes categorias de empresas, considerando como fator diferenciador do nível de eficiência a dimensão de cada comercializador. Os custos de referência da atividade de comercialização são assim determinados para diferentes níveis de dimensão dos comercializadores.

Nesse exercício e para o caso particular do CUR, aquando da apresentação da proposta tarifária para 2018 já tinham sido contemplados os possíveis efeitos decorrentes da publicação da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, designadamente através da revisão em alta do número de potenciais clientes no próximo período regulatório, face aos valores previstos pela própria empresa. Nesse sentido, as previsões para 2018 apontam, como foi referido no ponto II G, para uma certa estagnação dos valores relativos face aos últimos dados à disposição à data, designadamente em termos de número de clientes no mercado livre.

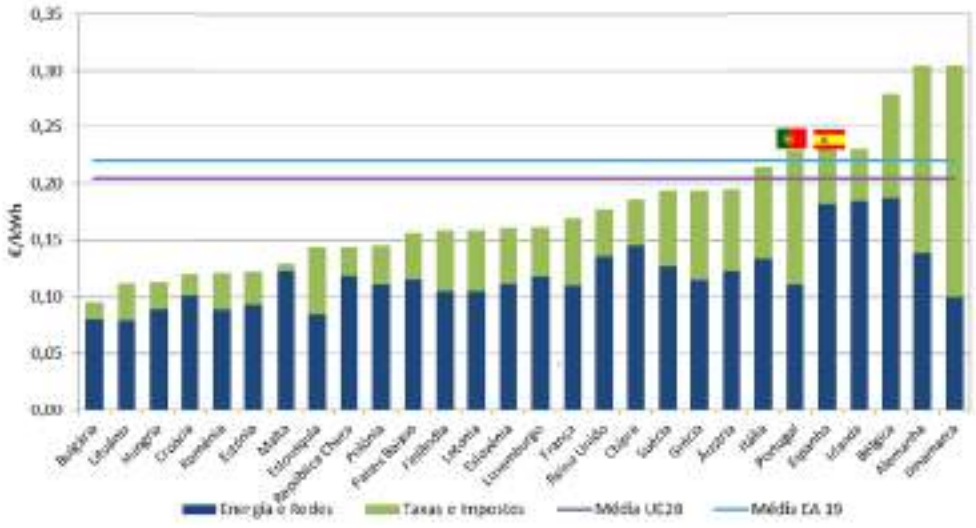
IV

RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS

IV A - Taxa de iva na fatura de eletricidade

Na figura seguinte comparam-se os preços finais pagos pelo consumidor doméstico mais representativo em Portugal e bem como na generalidade dos países da União Europeia - consumidor Dc, com consumos anuais compreendidos entre 2500 kWh e 5000 kWh. Verifica-se que os preços em Portugal são superiores aos preços médios da Zona Euro e inferiores aos praticados em Espanha.

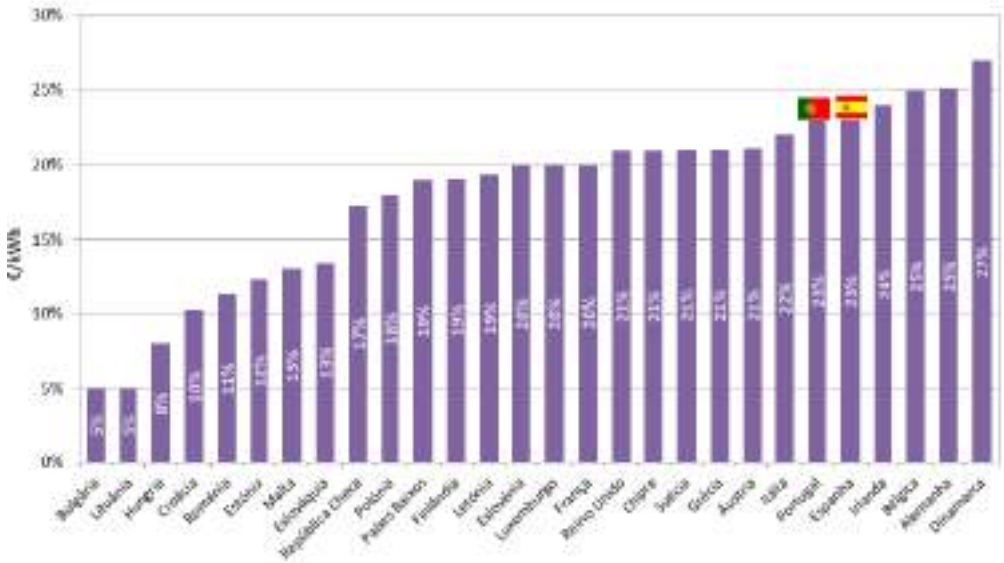
[115] O que se pode observar, por exemplo, no facto da taxa de remuneração dos ativos não refletirem o risco de atividades sem fim lucrativos, o que se materializaria na consideração de taxas de remuneração em linha com os custos de financiamento, mas o custo de capital de atividades geridas num contexto de maximização da eficiência económica.



Nesta figura apresenta-se também a desagregação dos preços finais pagos por este consumidor Dc nas componentes de (i) Energia e Redes e (ii) Taxas e Impostos. Verifica-se que a componente (ii) Taxas e Impostos, que integra o IVA, outras taxas como o imposto especial de consumo e bem como os custos de política energética ou de interesse económico geral (CIEG), é das mais elevadas a nível europeu, sendo apenas ultrapassada pela Dinamarca e Alemanha.

Importa referir que a classificação dos CIEG na rúbrica (ii) Taxas e Impostos é imposta pelo Regulamento 2016/1952 do parlamento europeu e do conselho, de 26 de outubro de 2016, que aprova a nova metodologia de reporte de preços de eletricidade e de gás natural do EUROSTAT.

A incidência do IVA de 23% representa um contributo importante para o resultado apresentado na figura anterior. Na figura seguinte apresenta-se o peso do IVA na fatura dos consumidores para os vários países da União Europeia para o consumidor doméstico Dc, sendo possível verificar que o IVA em Portugal é dos mais elevados a nível Europeu.



IV B - Eficiência no consumo de energia elétrica

A recomendação do CT de a tónica regulatória se centrar na promoção de boas práticas, e na eliminação de barreiras à adoção de equipamentos, técnicas e processos eficientes tem sido seguida pela ERSE, nomeadamente através do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC), que tem como objetivo prioritário apoiar financeiramente iniciativas que promovam a eficiência e redução do consumo de eletricidade nos diferentes segmentos de consumidores.

A aprovação das regras do referido plano e as alterações às mesmas têm sido sempre precedidas de consultas públicas alargadas e/ou consultas ao Conselho Tarifário. Nessas consultas têm-se considerado fundamental fornecer informação sobre os impactos tarifários.

A ERSE prevê em 2018 promover uma consulta pública sobre alterações às regras do PPEC.

IV C - Saldos de gerência da ERSE

Nos termos previstos nos Estatutos da ERSE (redação dada pelo DL nº 84/2013, de 25 de junho) e da Lei-Quadro das Entidades Reguladoras, quando se verifiquem saldos de gerência, devem os mesmos reverter a favor dos clientes de eletricidade e gás natural, através da dedução dos saldos à tarifa de acesso, na proporção das contribuições cobradas nas tarifas de acesso às redes.

A ERSE está plenamente ciente que a devolução dos saldos de gerência acumulados e que se encontram depositados numa conta do IGCP teria um impacto positivo nas tarifas. A ERSE tem formalmente reiterado essa necessidade nas várias insistências que tem desenvolvido junto dos Departamentos Ministeriais competentes, no sentido da entrega dos saldos de gerência aos consumidores, que o financiaram por intermédio das tarifas e que têm agora a expetativa, e o respaldo legal, de ver restituído tal valor por intermédio das mesmas, o que até ao presente não foi possível concretizar.

A ERSE continuará a desenvolver junta das instâncias competentes todos os esforços no sentido de obter a restituição devida aos consumidores.

IV D - Estudos sobre impactes do preço médio de mercado

Pese embora a ERSE ter já efetuado proposta para os termos de referência do estudo previsto nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, não foi a mesma ainda objeto de aprovação ou diferimento nos termos da legislação.

No que respeita à fixação de parâmetros que decorrem do próprio estudo, a ERSE remeteu ao CT o estudo síntese que foi efetuado para a proposta de valores desses parâmetros para o ano de 2017, estando pendente de elaboração o estudo para os parâmetros relativos ao ano de 2018, o qual, nos termos do Despacho n. º 9955/2017, de 17 de novembro, do senhor Secretário de Estado da Energia, deverá incorporar o que decorra da redação final do Orçamento do Estado para 2018, que, apesar de votado, ainda não se encontra publicado.

Por outro lado, no âmbito dos documentos que acompanham a proposta de Tarifas e Preços, a ERSE incluiu toda a informação que permite efetuar a calculatória da aplicação do regime do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, mesmo quanto a parâmetros que não integram o estudo que a ERSE deva efetuar e se encontram previstos na Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho, que alterou a Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro.

◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [116]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017*" cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

I A– Comunicação dos impactos tarifários

1. O CT considera que os consumidores do mercado regulado, do mercado livre e das regiões autónomas apresentam caraterísticas distintas, o que se reflete necessariamente em diferenças relativamente às tarifas aplicáveis e aos impactos tarifários respetivos.
2. Desta forma, o CT insta a ERSE para que as peças de comunicação que coloca ao dispor dos consumidores e público em geral reflitam essas diferenças, tendo necessariamente essa comunicação de ser abrangente, diferenciada e adequada.
3. De facto, no período que medeia a comunicação da proposta tarifária e a publicação das tarifas para o ano seguinte, a única informação que fica disponível aos consumidores e comunicação social deverá permitir aos destinatários a apreensão das mensagens principais que dizem respeito ao seu enquadramento (mercado regulado, mercado livre ou RA).
4. O CT considera que essa informação deverá ser clara e, inclusivamente, poderá ter um cariz pedagógico. Por exemplo, poderia ser comunicado aos consumidores do mercado livre a forma como as variações tarifárias comunicadas devem ser lidas e como poderão esses consumidores avaliar os impactos da proposta tarifária.
5. Relativamente às RA, atendendo à futura extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais em Portugal continental (TTVCF), o CT considera que a ERSE deverá ponderar a publicação no comunicado as variações tarifárias das RA, dado que correspondem a tarifas integralmente reguladas e aplicadas à generalidade dos consumidores daquelas regiões.

I B – Apresentação da proposta/organização da documentação

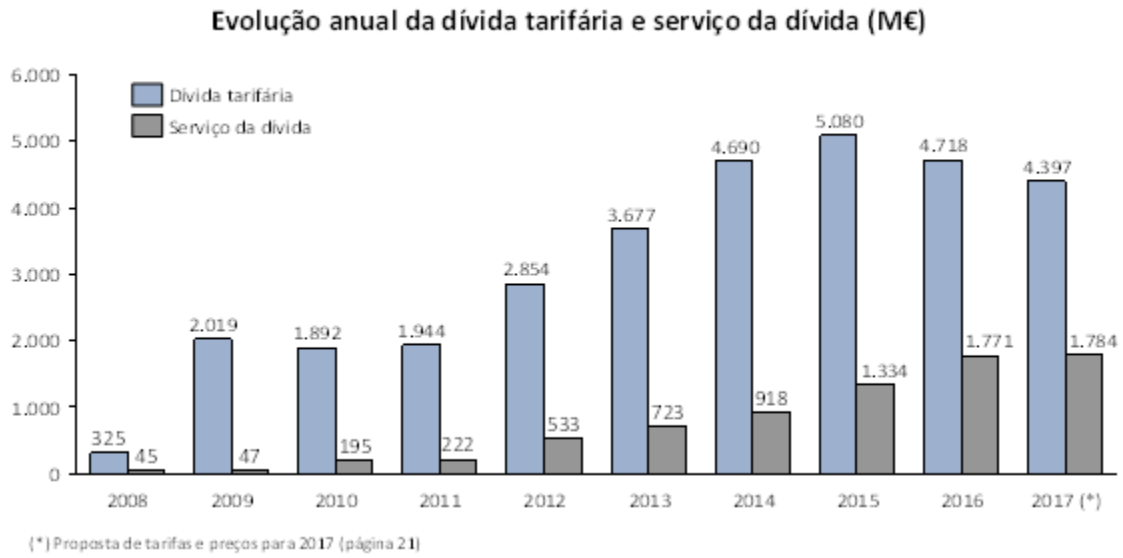
1. No seu parecer à proposta de tarifas do ano anterior, o CT sugeriu à ERSE um esforço na inteligibilidade dos documentos, extensos e complexos, mesmo para especialistas.

[116] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.

2. Na sua resposta, a ERSE indicou que tomou boa nota do comentário do CT e que envidaria esforços nesse sentido sem perder o conteúdo informativo e a transparência que tem pautado, reconhecidamente, a sua atividade regulatória.
3. Contudo, não foi possível verificar ao CT qualquer alteração substancial que permita tornar, em particular, o processo de análise e emissão de parecer aos membros do CT, mais facilitado.
4. O CT compreende que o equilíbrio a alcançar, em documentos de cariz extremamente técnicos, entre o detalhe e a facilidade de leitura não é fácil de atingir.
5. Ainda assim, a sugestão apresentada e relacionada com a consistência da apresentação dos valores das diferentes rubricas parece ser exequível.
6. O CT considera que deve haver um esforço de reorganização dos documentos principais que contêm muitas vezes informação dispersa, repetida e apresentada com base em pressupostos distintos o que poderá gerar confusão e dificuldade de leitura.

I C – Dívida tarifária e serviço da dívida

1. Com base na documentação que justifica a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE, é possível ilustrar a evolução da chamada "dívida tarifária", ou seja, o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente, desde 2008 até à data. Da mesma forma, é possível representar o serviço da dívida (juros e amortização) incluído anualmente nas tarifas no mesmo período temporal.



2. O crescimento mais acentuado das tarifas tem sido evitado através da constituição de dívida tarifária resultante da aplicação de legislação, nomeadamente do DL n.º 165/2008, de 21 de agosto, do DL n.º 78/2011, de 20 de junho, e mais recentemente do DL n.º 178/2015, de 27 de agosto.
3. O CT constata que, pelo segundo ano consecutivo, a dívida tarifária diminui, sendo esta redução de 321 M€ em 2017.
4. O serviço da dívida incorpora a amortização de capital e pagamento de juros sendo por isso natural que a sua progressão se encontre desfasada da evolução da dívida tarifária, tal como se pode verificar no gráfico acima representado.
5. Sem prejuízo do exposto, e na procura de um entendimento mais robusto sobre a sustentabilidade a prazo da dívida tarifária, o CT reitera que é essencial conhecer a perspetiva da ERSE sobre os prazos

de diluição, bem como dos pressupostos do modelo de sustentabilidade da mesma, para uma adequada perceção dos riscos.

6. O CT regista a dificuldade recorrente em conhecer este panorama, o que não abona em favor da transparência da gestão financeira do setor, cujos encargos recaem sobre os consumidores e empresas.

I D – Interruptibilidade

1. Pela Portaria n.º 268-A/2016 de 13 de outubro, foi decidido pelo governo, introduzir alterações ao regime de interruptibilidade, consubstanciadas nos seguintes objetivos:
   a. A redução e compromisso de racionalização de custos do sistema, para promover a sustentabilidade do SEN e a importância crescente deste serviço, para um sistema com cada vez mais capacidade instalada intermitente.
   b. Garantir a remuneração dos consumidores que, após uma aferição rigorosa, se revelarem capazes de prestar esse serviço, por contribuírem para flexibilizar a operação do sistema.
   c. Ajustar, durante 2017, o modelo do serviço de interruptibilidade ao MIBEL, adotando soluções concorrenciais, que impliquem a redução global de custos, garantam a segurança do abastecimento e estimulem a livre concorrência.
   d. Realizar os testes previstos no artigo 4.º-A da portaria 200/2012, ficando a remuneração da interruptibilidade limitada às empresas que se revelarem aptas à prestação do serviço.
2. A Interruptibilidade é regulada pela Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, que foi objeto de desenvolvimentos subsequentes, designadamente através da Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, que veio introduzir na fórmula de cálculo da remuneração de base mensal a valorização da modelação do consumo por período horário e da maximização da utilização da potência contratada, com vista a introduzir uma melhoria da eficiência do sistema elétrico, como afirmado na referida portaria.
3. A metodologia de cálculo da remuneração da interruptibilidade, toma assim como base o valor TGCC = preço associado ao investimento e custos fixos de operação em turbinas a gás de ciclo combinado, em €/MW a que se aplicam os seguintes rácios de melhoria da eficiência:
   a. Energia total/potência contratada - que privilegia consumos de base mais elevados para uma mesma potência contratada permitindo que esse consumo esteja disponível para corte em mais horas,
   b. Energia total/Energia (períodos de ponta + cheias) - O que incentiva as industrias que possam diferir consumos para as horas de vazio e supervazio, o que é benéfico para absorver frequentes excedentes de energia não despachável com tarifas "feed-in" nestes períodos.
4. Por efeito da aplicação destes rácios, as empresas com contrato de interruptibilidade, têm elevados consumos, com previsibilidade, estabilidade, e regularidade de funcionamento, consequentemente com forte impacto positivo na sustentabilidade do SEN.
5. Para poderem cumprir as ordens de interrupção, as empresas prestadoras deste serviço tiveram de efetuar investimentos dedicados, em equipamentos de comunicações específicos e de deslastre, controláveis por ação remota do Gestor de Sistema para tornar possível interromper os processos produtivos, de forma rápida, em condições de segurança, evitando provocar situações de emergência e prevenindo acidentes em pessoas e/ou em bens.
6. Com a publicação da Portaria n.º 268-A/2016 de 13 de outubro foi estabelecido o objetivo de redução de custos da interruptibilidade, pelo que, com rigor, se desconhece o valor que terá em 2017.

7. Perante o mencionado o CT aguarda com expetativa o desenvolvimento das alterações em curso por iniciativa do governo e com intervenção da REN, DGEG e ERSE.

I E– Rendas de concessão em BT dos municípios das Regiões Autónomas

1. A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, veio alterar o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade.
2. A referida alteração consagrou o direito aos municípios das RA de receberem uma contrapartida ou remuneração anual pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal, tendo a ERSE, no cumprimento do disposto na Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, considerado na proposta de tarifas de 2017, nos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica das empresas reguladas das Regiões Autónomas, os valores previstos pelas empresas: EDA - 6.158 milhares de euros; EEM - 6.723 milhares de euros.
3. No entanto, o CT, embora compreenda o cariz extremamente técnico dos documentos apresentados, não pode deixar de registar a dificuldade que sentiu em identificar os referidos montantes, na proposta apresentada.
4. Neste sentido, por forma a facilitar a comparabilidade com as Rendas de Concessão dos Municípios em BT do Continente (254.396 milhares de euros) e em benefício da compreensão, o CT considera que as rendas de concessão dos municípios em BT das RA, deveriam ser apresentadas de forma autónoma nos CIEG, ao invés de incorporadas nos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas como se verifica na atual proposta.

I F– Preparação do novo período regulatório

F.1. Desafios regulatórios no âmbito tarifário

1. A presente proposta da ERSE sobre as tarifas de eletricidade, e preços para outros serviços, é a última que é apresentada aplicando os parâmetros fixados para o triénio regulatório 2015-2017 em curso.
2. No novo período regulatório num contexto de permanente evolução do setor energético, a ERSE irá enfrentar novos desafios e aprofundar outros, desempenhando um papel decisivo no desenvolvimento de uma dinâmica de mercado competitiva.
3. O CT tem ciente que a eletricidade é um fator de custo transversal que influencia tanto a competitividade das empresas, mais evidente nas atividades de consumo intensivo, como o bem-estar das famílias.
4. Antecipando a revisão do Regulamento Tarifário (RT) prévia à fixação de parâmetros regulatórios para o triénio 2018-2020 de acordo com o modelo de intervenção regulatória, o CT considera relevante expressar neste parecer algumas preocupações e contribuições para a melhoria global do modelo de regulação.
5. Em concreto, perspetivam-se os seguintes desafios:
   a. Liberalização do mercado – A ERSE deverá garantir, no âmbito da sua esfera de competências, a existência de condições e enquadramento necessários para que o funcionamento do mercado, ocorra de forma justa e transparente. De igual forma, deverá manter um acompanhamento próximo das situações dos clientes ainda em mercado regulado, promovendo a transição para o mercado.
   b. Aditividade tarifária e convergência tarifária – O CT regista que a Proposta de Tarifas para 2017 incorpora uma redução generalizada das distorções tarifárias nos principais segmentos da BTN.

Com o objetivo de aumento da transparência, equidade e justiça social, é importante que, durante o próximo período regulatório, a ERSE conclua os processos de construção de uma estrutura tarifária totalmente aditiva e uniformização tarifária com as RA.

c. Maior integração do MIBEL – A harmonização da regulamentação entre Portugal e Espanha deve prosseguir, para consolidação do MIBEL e obtenção de sinergias a essa integração, bem como devem, nesse sentido, ser acompanhados os desenvolvimentos no setor da energia a nível Europeu.

d. Acompanhamento europeu – Até ao final deste ano a Comissão Europeia dará a conhecer o seu posicionamento sobre temas chave para o desenvolvimento do setor da energia, tais como as linhas orientadoras do novo desenho do mercado grossista e dos mecanismos de segurança de abastecimento e o novo papel do distribuidor, entre outros. Cabe à ERSE acompanhar estes desenvolvimentos e, quando necessário, desencadear os procedimentos necessários à sua transposição para a regulamentação nacional.

e. Influência da produção distribuída na gestão das redes – Com o crescimento em estruturas de produção distribuída de eletricidade, as redes de distribuição e transporte terão que suportar desafios crescentemente complexos associados à bidirecionalidade dos fluxos energéticos. Este facto deve ser tido em conta no processo regulatório futuro, de modo a que o impacte nas tarifas se verifique sem desvios, sempre prejudiciais à generalidade dos agentes do SEN.

f. Melhoria da competitividade e bem-estar social - O CT reitera a necessidade da cuidada análise e sensibilidade quanto a impactes tarifários das medidas que preconize na qualidade de serviço, sustentabilidade do setor, competitividade relativa e do bem-estar social.

g. Incremento na intensidade energética - A ERSE deverá criar as condições necessárias para que os agentes económicos e as famílias disponham dos instrumentos necessários à concretização dos objetivos de eficiência energética, com vista à redução da fatura energética num cenário de manutenção da competitividade e do bem-estar social.

   No entanto, importa ter em consideração que o indicador último de avaliação da qualidade de utilização da energia é o rácio entre unidade de consumo de energia por unidade de valor acrescentado na perspetiva social.

   Neste sentido, esse aumento pode ser visto como positivo desde que acompanhado por um incremento no PIB marginalmente superior. Adicionalmente resultaria num decréscimo dos custos do Sistema por unidade consumida.

   Face ao exposto, o CT incentiva a ERSE a apoiar outros objetivos igualmente importantes como, por exemplo, a mobilidade elétrica.

h. Sustentabilidade das empresas reguladas - O custo de capital estimado pela ERSE e o nível de eficiência imposto assumem um papel preponderante na garantia do equilíbrio económico e financeiro das empresas reguladas.

   Neste contexto, o exercício da regulação é equilibrado quando o custo de capital estimado pela ERSE reflete o custo efetivamente incorrido pelas empresas para se financiarem no mercado de capitais.

   No período de regulação 2015-2017, a ERSE estimou o custo de capital das empresas reguladas com recurso a uma metodologia baseada no modelo CAPM, amplamente utilizada pelos reguladores europeus, pelo que o CT reitera a sua importância.

A aplicação deste modelo envolve, em todo o caso, alguma discricionariedade nas metodologias adotadas, sendo relevante que a definição dos diversos parâmetros seja transparente, consistente e fundamentada.

i. Redes inteligentes e gestão da procura - A Diretiva do Parlamento Europeu 2009/72/CE estabeleceu que em 2020 todos os estados membros devem ter pelo menos 80% dos seus contadores de eletricidade inteligentes, se demonstrada a viabilidade económica da sua instalação, sendo que a decisão sobre os equipamentos inteligentes ainda não ocorreu. É de admitir que uma eventual decisão futura positiva possa implicar um esforço técnico e financeiro acrescido, sendo este esforço tão maior quanto mais concentrado no tempo for. Nesse sentido, o CT recomenda à ERSE que garanta, dentro da sua esfera de competências, que a decisão seja tomada no mais breve espaço de tempo possível.

j. Incentivos à modernização das redes de distribuição - O CT reconhece que estes tipos de incentivos são importantes para o desenvolvimento do futuro modelo das redes de distribuição e apoia a sua continuidade no próximo período de regulação. Contudo, considera-se que o atual mecanismo pode ser melhorado reduzindo a sua complexidade.

k. Mobilidade elétrica - O novo e crescente paradigma da mobilidade sustentável deve ser refletido no próximo período regulatório, considerando o CT ser crucial que a ERSE, no âmbito das suas competências, faça um acompanhamento próximo e proativo dos desenvolvimentos no setor.

l. Inovação no retalho - A crescente disseminação de contadores inteligentes e acesso aos metadados associados irá permitir a criação de produtos mais complexos, mas também mais ajustados aos perfis dos consumidores. O CT considera que este desafio deverá ser liderado pelos comercializadores em regime livre, cabendo à ERSE apoiar a transparência do processo através da sua supervisão.

m. Contribuição audiovisual - É também entendimento do CT que a ERSE deverá pugnar pela eliminação da cobrança de taxas e outras contribuições alheios ao SEN, na fatura de eletricidade.

F.2. Recomendações

1. Sem prejuízo das recomendações já expressas ao elencar os desafios para o próximo período regulatório, considera o CT que a revisão regulamentar que vai preceder a fixação de parâmetros para o triénio 2018-2020 deve ser precedida ou acompanhada por um balanço dos 2 últimos períodos regulatórios.

2. O CT reitera que os planos de investimento relativo às Regiões Autónomas deverão, em paralelo com o que sucede com as empresas reguladas do Continente, ser remetidos à apreciação e conhecimento deste Conselho.

3. O CT considera fundamental que seja reavaliada a estrutura das TAR equacionando o peso das componentes de potência e energia e tendo em conta as receitas e custos do sistema.

4. Considerando a atual organização do setor, o CT reitera a necessidade de a ERSE diligenciar junto do Legislador a revisão do Dec. Lei 328/90.

II

ESPECIALIDADE

II A– Estrutura tarifária do setor elétrico em 2017

1. 1.As tarifas das diferentes atividades do setor elétrico devem refletir os seus custos e as relações de preços dessas tarifas devem ser determinadas com base numa metodologia adequada, a estudar para aplicação no próximo período regulatório.

2. Em 2014 a ERSE, considerando o início do atual período regulatório, desenvolveu estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas, que conduziram à alteração das tarifas de energia e de uso da rede de distribuição em 2015, tendo mantido a estrutura das restantes atividades. Ao longo do período regulatório, a estrutura das diferentes tarifas manteve-se, respeitando o princípio da estabilidade tarifária, defendido pela ERSE.

3. No que diz respeito às tarifas de uso da rede de transporte, a ERSE, em resposta ao solicitado pelo CT no parecer à proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017, desenvolveu, em 2015, um estudo no sentido de analisar a adequabilidade da sua estrutura.

4. De acordo com o estudo efetuado pela ERSE, apresentado no documento Estrutura tarifária do setor elétrico em 2016, verificou-se que os resultados eram muito sensíveis aos pressupostos assumidos. Assim sendo, a ERSE decidiu manter os custos incrementais e continuar a desenvolver trabalho no sentido de aprofundar e robustecer a análise efetuada.

5. No que respeita às tarifas de uso da rede de distribuição, a EDP Distribuição apresentou à ERSE em 2016 um estudo com a mesma metodologia (custos incrementais), onde se evidencia a necessidade de se alterar alguns dos pressupostos adotados anteriormente, que poderão levar a alterações na estrutura tarifária.

6. Em relação às tarifas dinâmicas, no documento "Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2017", a ERSE refere que "*O Regulamento Tarifário estabelece a obrigação dos operadores de rede submeterem à ERSE um Plano para implementação de Projetos Piloto que permitam o teste de novas estruturas tarifárias mais adequadas aos custos causados por cada consumidor, designadamente tarifas dinâmicas. Estes Projetos Piloto permitirão proceder a uma avaliação benefício-custo que identifique o mérito destas novas estruturas tarifárias*".

7. "*Considera-se neste contexto estarem reunidas as condições para se melhorar a atual estrutura tarifária e designadamente para se introduzirem aperfeiçoamentos nos períodos horários em vigor, se as análises benefício-custo a realizar resultarem positivas. Os operadores de rede apresentaram à ERSE os planos referidos, que se encontram em fase de avaliação. Em breve será lançada uma consulta aos interessados sobre este tema*".

8. O CT aguarda com expectativa a evolução dos projetos piloto e a análise das respetivas conclusões.

II B– Variações tarifárias e ajustamentos

1. A estabilidade tarifária é essencial para assegurar as decisões corretas dos agentes económicos em função dos custos, sem beneficiar ou prejudicar os agentes que tomem a decisão de consumir num determinado momento.

2. A adesão das tarifas aos custos é por isso essencial para um regime sustentável e uma justa distribuição de custos pelos utilizadores. O CT reconhece que a ERSE optou em 2017 por uma estimativa de custos procurando assegurar valores mais realistas que minimizem as variações tarifárias inter-anuais futuras.

3. O CT verifica que face a 2016, ano em que os ajustamentos influenciaram em baixa o valor final das tarifas a praticar, a redução ou inversão dessas contribuições em 2017 conduziu a que os proveitos permitidos a recuperar com as tarifas tivessem variações importantes sem que, contudo, tenham existido variações significativas dos custos das atividades antes do efeito desses ajustamentos.

4. Tendo em conta o acima mencionado, a variação por atividade, com uma maior dispersão do efeito dos ajustamentos apresenta maior amplitude que resulta, não de aumentos do custo da atividade, mas da recuperação dos custos incorridos em anos anteriores:

Quadro 0-9 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental

	Variação 2017/2016
Tarifa de Energia	-4,3%
Tarifa de Uso Global do Sistema	5,2%
Tarifas de Uso de Redes	
Uso da Rede de Transporte	20,2%
Uso da Rede de Distribuição em AT	6,6%
Uso da Rede de Distribuição em MT	9,2%
Uso da Rede de Distribuição em BT	-4,2%
Tarifas de Comercialização	0,0%

	Variação 2017/2016
Tarifas de Acesso às Redes	**4,6%**
Acesso às Redes em MAT	4,6%
Acesso às Redes em AT	4,6%
Acesso às Redes em MT	4,6%
Acesso às Redes em BTE	4,6%
Acesso às Redes em BTN	4,6%

5. O complexo efeito na estabilidade das tarifas dos ajustamentos tem sido objeto de sucessivas referências do CT nos seus pareceres, no sentido de a ERSE procurar uma visão realista das previsões que realiza de modo a estabilizar as tarifas.

II C – Mercado livre e mercado regulado

1. Com o objetivo de fixar as tarifas a vigorar em 2017, e num quadro de convergência para tarifas aditivas, a ERSE apresenta anualmente as quantidades consideradas para efeito de cálculo das diferentes tarifas definidas no regulamento tarifário (tarifas por atividade do operador da rede de transporte, tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição, tarifas por atividade do comercializador de último recurso, TTVCF e TVCF aplicáveis aos fornecimentos das RA).

2. Em particular, no que diz respeito às tarifas de Portugal continental, são expressas as estimativas do numero de clientes e das quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado e regulado.

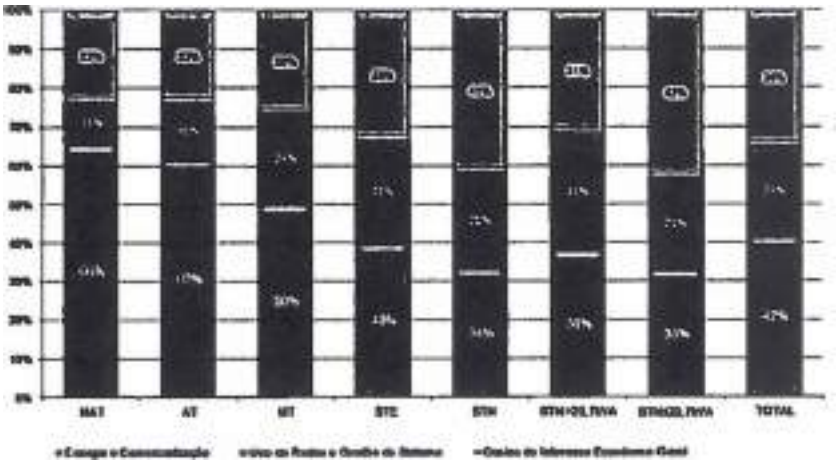
3. O processo de extinção das TTVCF, no continente, iniciou-se em 2011, no setor elétrico, com a extinção das tarifas reguladas para os clientes finais em Muito Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE), por força do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, e pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março. O Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, e pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, estende o processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa tensão normal (BTN). Este período transitório termina a 31 de dezembro de 2017.

4. O CT não pode deixar de registar que a ERSE considera, na presente proposta e no que diz respeito ao mercado regulado de Portugal Continental, ainda mais de 1,1 milhão de clientes e um consumo de mais de 3 TWh, essencialmente concentrado na BTN, para o ano de 2017. Assume, assim implicitamente, que a passagem de clientes para o mercado livre não poderá ficar concluída a 31 de dezembro de 2017.
5. O CT acredita que a proposta corresponde às estimativas mais realistas para o consumo e o número de consumidores para 2016 e 2017, tomando em consideração a evolução histórica do mercado livre bem como as informações remetidas, em junho de 2016 pela REN, a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal.
6. O CT recomenda que a ERSE procure explicitar o que considera ser a evolução do mercado regulado face ao quadro legal vigente, articulando com os órgãos competentes as necessárias respostas e antecipando, preventivamente, as questões dos diferentes *stakeholders*.
7. O CT considera ainda importante que a ERSE elabore um relatório de análise de tipologia de consumidores que se mantém no mercado regulado, por forma a sustentar uma estratégia ou medidas adequadas que permitam a dinamização do mercado.

II D– Tarifas de acesso

1. Em termos gerais, e tendo como objetivo avaliar a evolução das TAR, é relevante não esquecer que, na sua fatura, o cliente paga várias componentes, designadamente a energia, a comercialização e os acessos.
2. Neste contexto, importa analisar o peso das componentes que constituem o preço que o cliente paga, sendo que este é variável consoante o nível de tensão.

Figura 7-37 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais nas componentes de uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesso Económico Geral



Fonte: Proposta de tarifas e preços para 2017 (pág. 223)

3. Adicionalmente, para uma análise mais detalhada, deve-se ter em conta a influência do preço da energia no valor do sobrecusto considerado nos custos de interesse económico geral (CIEG): se aquele aumenta os sobrecustos diminuem, caso contrário os sobrecustos aumentam.
4. A ERSE prevê para 2017 uma evolução do consumo de energia elétrica nas tarifas de + 0,4%, atingindo o valor de global de 45.231GWh, valor este superior às previsões da REN e EDP.

5. O consumo previsto, reflete uma certa estabilização anual, embora aumentando o consumo em mercado liberalizado para cerca de 93%, a que se aplicam em termos regulados apenas as TAR, mantendo-se no CUR 7%, aplicando-se-lhes as tarifas transitórias, cujos valores internalizam o custo da energia e das TAR.

6. O aumento médio das TAR proposto pela ERSE para 2017 é 4,6% para todos os níveis de tensão. Tal aumento resulta do incremento de 5,2 % da tarifa de UGS — que inclui os CIEG — e ainda das variações na tarifa de uso de redes com os valores indicados no quadro seguinte:

Nivel de Tensão	Energia				Potencia em Ponta	Potencia Contratada
	P	CH	V	SV		
MAT	+0,4%	+0,4%	+0,6%	+0,6%	+23,8%	+35,9%
AT	-0,3%	0	-0,5%	-0,5%	+21,5%	+35,9%
MT	-2,1%	-2%	-1,8%	-1,8%	+16,6%	+24,1%
BTE	+3,3%	+3,3%	+3%	+3,3%	+5,1%	+12,2%
BTN -S	2,4%					Entre +11,1% e 12,3% função do Nivel de potencia (*)
BTN-Bi	3,4%		1,2%			
BTN-Tri	4%	4%	1,2%			

(*) - Cálculos efetuados sobre os valores da ERSE em EUR/kW/dia

7. Os aumentos mais significativos verificam-se na potência em ponta e potência contratada, sendo que esta última tem um menor peso relativo.

8. O aumento médio das TAR em 4,6%, em 2017, vem somar-se a continuados aumentos anteriores registando-se que só de 2012 a 2017 (5 anos), houve um aumento de 31,5%, conforme quadro seguinte estabelecido com os valores publicados pela ERSE.

	2013/2012	2014/2013	2015/2014	2016/2015	2017/2016		De 2012 a 2017
% aumento	4,8%	6,3%	6,3%	6,2%	4,6%(*)		31,5%

(*) Proposta ERSE para 2017

9. O valor médio das tarifas de acesso será em 2017 de 0,082€/KWh, o que comparativamente com o valor medio de 0,063€/KWh que tinha em 2012, representa um aumento de 19€/MWh, i.e., 29,8%.

10. O maior fator de impacto nas tarifas de acesso, são os CIEG, que em função do nível de tensão, representam entre 50 e 67% do valor destas.

11. Assim, o CT entende que no novo período regulatório deve ser procurada uma solução de diminuição dos CIEG.

II E – Fundo de Sustentabilidade do Sistema Elétrico

1. O Orçamento de Estado para 2014 (Lei 83-C/2013, de 31 de dezembro com as suas alterações) criou a contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE), cujo regime ficou estabelecido no artigo 228.º do mesmo diploma. O regime da CESE, no artigo 11.º, consigna a totalidade da receita obtida

com a aplicação da CESE ao Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE), estando também consagrada a autorização do Governo a transferir os montantes das cobranças para o FSSSE.

2. No âmbito do Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, que estabelece o FSSSE, está definido no artigo 4.º que as verbas do fundo devem ser destinadas em dois terços, com um limite máximo de 100 milhões de euros, ao financiamento de políticas do setor energético de cariz social e ambiental, sendo o montante remanescente afeto à redução da dívida tarifária do SEN.

3. Sem prejuízo da necessidade de ser assegurada ex-ante a norma habilitante, o CT considera que as transferências do FSSSE previstas em tarifas para 2017, para dedução dos CIEG relativos ao diferencial de custos com os Contratos de Aquisição de Energia (CAE), para efeitos do apuramento do valor da Tarifa de uso global do Sistema (UGS), devem refletir o valor resultante da receita do referido fundo considerada no Orçamento de Estado aprovado ou, pelo menos, o previsto na proposta do Governo.

4. O CT constata que, na proposta de tarifas para 2017 a ERSE prevê um montante de 50 milhões de euros da transferência do FSSSE, sendo que, quer no OE 2016, quer na proposta de OE 2017, a previsão da receita com a aplicação da CESE é de 90 milhões de euros, sendo expectável que o montante a transferir para o SEN serão 30 milhões de euros.

5. Neste sentido, o CT sugere a ERSE a revisão do valor para uma adequação ao OE aprovado ou, pelo menos, o previsto na proposta do Governo.

6. O CT regista que, desde a criação do FSSSE em 2014 não ocorreu qualquer transferência deste para o SEN, destinada a redução da dívida tarifária. Verifica-se que a ERSE considera estes valores não recebidos pelo ORT como um proveito não recuperado, incluindo-os nos ajustamentos a realizar nas tarifas de 2017, o que constitui uma má prática atendendo ao defraudar das expectativas criadas junto dos consumidores como uma contribuição relevante para o abate da dívida tarifária.

7. O CT considera essencial a transferência das verbas do FSSSE, resultantes da aplicação da CESE, para que não constituam um encargo para os consumidores, nem para o ORT, pelo que, insta a ERSE a diligenciar junto das entidades competentes com vista a efetiva transferência destes valores para o SEN.

II F– Operadores de rede exclusivamente em baixa tensão

1. A atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (BT) é exercida por 11 distribuidores (a EDP Distribuição e 10 pequenos distribuidores). Contudo, apenas a EDP Distribuição é diretamente regulada.

2. Em 2016 os proveitos permitidos para distribuição de BT foram de 35,95€/MWh conquanto para 2017 se indicam 34,25€/MWh, o que se pode revelar impactante no equilíbrio financeiro dos distribuidores.

3. O diferencial, de 2017 versus 2016, entre a variação do preço de venda (1,2%) e a variação das tarifas de acesso (4,6%) pressupõe que haja para a empresa distribuidora uma redução do preço de aquisição de energia. Assinala-se que os pequenos distribuidores adquirem a energia não a preços grossistas, mas sim a comercializadores de mercado.

4. O CT solicita à ERSE que observe os pontos apresentados.

II G– CUR - Comercialização de Último Recurso

1. Para o atual período de regulação 2015-2017, a ERSE incluiu no RT, na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de comercialização do CUR, uma componente de custos não controláveis (margem).

2. Em 2015, a ERSE contemplou uma componente de custos não controláveis no montante de cerca de 4 milhões de euros e em 2016 de 1,5 milhões de euros.
3. Na Proposta de Tarifas para 2017 a ERSE reitera a importância da inclusão de uma parcela de custos não controláveis (margem) e considera de novo para esta componente dos Proveitos Permitidos da empresa um montante de 1,5 milhões de euros.
4. Acresce que no atual período de regulação, a ERSE reduziu o peso da componente fixa de 50% para 25%, estando o CT ciente da exigência na adaptação do Comercializador de Último Recurso ao novo contexto.
5. O CT solicita à ERSE a fundamentação da manutenção na rubrica custos não controláveis do montante de 1,5M€, à luz do equilíbrio económico da empresa.

II H– Tarifa social

1. A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, veio redesenhar os descontos sociais existentes para os consumidores vulneráveis de eletricidade. Foi extinto o ASECE (Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia), sendo o desconto equivalente aplicado diretamente na Tarifa Social, tendo o membro do Governo responsável pela área da energia aprovado, através do Despacho n.º 5138-A/2016, de 14 de abril, um desconto para a Tarifa Social no valor de 33,8%.
2. A atribuição da tarifa social de eletricidade passou a ser um processo automático, a partir de 1 de julho de 2016, através do cruzamento de dados efetuado pela DGEG, recebendo a informação necessária da Autoridade Tributária, a Segurança Social e o ORD.
3. O CT congratula-se com a aplicação deste mecanismo automático que veio suprimir entraves à adesão à tarifa social, como a falta de informação e o desconhecimento da existência da tarifa ou dos procedimentos necessário à sua obtenção.
4. O CT regista o aumento do número de beneficiários, resultante das alterações introduzidas, sendo que no 3.º Trimestre de 2016 existem cerca de 690 mil beneficiários. A proposta de tarifas e preços para 2017 prevê cerca de 720 mil beneficiários da TS.
5. O CT regista que, ao contrário da proposta tarifária anterior, a ERSE opta por não aplicar todo o desconto possível no termo de potência contratada, situação o CT considera que deve ser evitada, a fim de potenciar uma utilização eficiente da energia, através do sinal de preço.

II I – Preço dos outros serviços

1. Nos termos do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) em vigor, compete à ERSE a fixação dos preços dos ·serviços regulados associados à atividade de distribuição (leitura extraordinária e serviços de interrupção, restabelecimento do fornecimento de energia e ativação de instalações eventuais) e à atividade de comercialização (quantia mínima a pagar em ·caso de mora), segundo proposta das empresas reguladas.
2. Tal como recomendado pelo CT, a ERSE mantém os pressupostos que têm sido seguidos em anos anteriores, designadamente, a atualização do preçário aplicável atenta a justificação apresentada pela empresa e a necessidade de uma maior aderência, ainda que gradual, dos preços aos custos reais da prestação do serviço.
3. Nas RA, os preços a vigorar em 2017 resultam da aplicação do valor do deflator implícito do consumo privado previsto de 1,2 %, atentas a exceção relativa à quantia mínima a pagar em caso de mora que mantém os valores em vigor, respeitando o proposto por todos os comercializadores de último recurso e que será idêntica em todo o território nacional.

4. Também é idêntico em todo o País, o preço do serviço de ativação de fornecimento a instalações eventuais sendo calculado a partir da aplicação do deflator implícito do consumo privado (1,2%) sobre os valores em vigor.

5. Quanto aos preços por leitura extraordinária nas RA aplica-se uma variação média de 1,2 % em relação ao valor em vigor. As variações no continente, justificadas pelo preço de serviços de leitura externos contratualizados pelo ORD, resultam, para as leituras realizadas em domingos ou feriados ou entre as 17:01 e as 22:00 num acréscimo de 0,5%, e de 3,3% para as realizadas entre as 08:00 e as 17:00 dos dias úteis.

6. Relativamente aos preços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica as RA verão atualizados os seus preços em 1,2%, sendo que na proposta para a RAM aplica-se a inflação prevista pela EEM enquanto que para a EDA aplica-se o deflator implícito do consumo privado. No Continente para MAT são mantidos os preços, já que a REN não apresentou proposta. Em outras tensões a regra geral é a aplicação de um aumento de 0,5%. Exceção a esta regra é encontrada no adicional para restabelecimento urgente que sofre um incremento de 5% (máximo permitido para o período regulatório) seguindo o princípio de que os custos associados a determinado serviço devem ser suportados por quem a eles recorre.

7. O CT regista a fixação de um novo preço para a interrupção e restabelecimento por ativação remota, das instalações servidas por EDP Boxes, tendo a ERSE aceite o valor proposto pela empresa.

II J– Qualidade de serviço

1. O Relatório da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico 2015 expõe em grande extensão e compreensão as várias caraterísticas de QS, nomeadamente quanto à continuidade de serviço, qualidade de energia, e qualidade de serviço comercial. O Relatório inclui todos os indicadores de QS, em todo o território nacional, e em todas as atividades relevantes para a QS das empresas do setor, incluindo comercializadores em regime de mercado, e outros agentes tais como a própria ERSE. De facto, o Relatório refere até as atividades do Grupo de Acompanhamento, nomeadamente o desenvolvimento de um estudo de limiares de classificação dos Incidentes de Grande Impacto e as atividades do Selo de Qualidade (e+) atividades essas que revelam a continuada preocupação da ERSE sobre as matérias de QS.

2. O Relatório manifesta que a QS em 2015 apresentou uma melhoria a todos os níveis, incluindo continuidade de serviço - diminuição de frequência e de duração de interrupções (embora no caso da RNT se tenha verificado um aumento) - qualidade de energia (pureza da onda de tensão), e até uma melhoria relativamente a cavas ou quebras de tensão. Essa melhoria registada a todos os níveis é uma melhoria de serviço de 2015 relativamente ao serviço de 2014. A EDP Distribuição recebeu dois prémios: um pela melhoria da QS e o outro pela melhoria das assimetrias de serviço.

3. A pergunta que naturalmente surge é esta: se em 2015 houve uma melhoria relativamente a 2014, então em 2016 poder-se-á esperar uma melhoria relativamente a 2015? E a resposta natural é sim. Contudo, o CT faz notar que esse processo, de melhoria em melhoria, a sucessão de melhorias tem limite. E que quanto melhor está a QS, mais difícil será obter uma melhoria. Parece correto que essa melhoria mais difícil seja melhor premiada, e os prémios sejam assim sucessivamente aumentados.

4. Os resultados apresentados não escondem a volatilidade dos indicadores de ano para ano. As causas de melhoria dos indicadores não são explicitamente conhecidas, mas podem ser classificadas como causas estruturais, no caso de a melhoria ser devida a mais e melhores investimentos na rede e a uma melhor operação, ou como causas acidentais ou fortuitas, no caso dessa melhoria (menos interrupções) ser devida à ausência de fatores externos hostis, tais como tempestades. As tempestades de grande intensidade têm carácter de excecionalidade, mas as possivelmente numerosas tempestades de menor intensidade podem ser verdadeiras causas de degradação de

desempenho e de volatilidade dos indicadores. A classificação de exceção está correta -- um regime de exceção para as exceções. Falta uma classificação de volatilidade. O CT é da opinião que os prémios (ou penalizações) deveriam ser referidos somente a causas estruturais, isto é a alteração de desempenho devido a causas fortuitas deveria ser quantificada e filtrada fora.

5. Uma outra observação é sobre a relevância de considerar indicadores por Ponto de Entrega (PdE) ou por cliente. Num indicador por PdE todos os PdE são considerados iguais, quando de facto cada PdE serve um número de clientes diferente. Uma interrupção de um PdE que serve muitos ou importantes clientes tem um impacto diferente da de um outro que serve poucos clientes.

III

CONCLUSÕES

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 15 de novembro de 2016.

[Parecer integral digitalizado]: ver pg. 273 e ss.

◆ Resposta da ERSE ◆

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT), no dia 14 de outubro de 2016, a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017" e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de novembro de 2016.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, o CA da ERSE aprova até 15 de dezembro de 2016 as tarifas e preços de energia elétrica para 2017.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017" e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

No presente documento apresentam-se os comentários do CA da ERSE aos comentários e recomendações constantes do parecer do CT.

I

GENERALIDADE

I A - Comunicação dos impactos tarifários

O exercício de comunicação de variações tarifárias requer algum esforço de simplificação, pela quantidade elevada de variações que podem ser comunicadas e pela confusão que tal pode gerar. Deste modo, a ERSE tem optado por incluir no comunicado de tarifas, informação sobre as variações das tarifas de venda a clientes finais do comercializador de último recurso que aprova. Reconhece-se a pertinência dos

comentários do CT, não se ignorando que esta é uma informação que abrange cada vez menos consumidores em Portugal continental, dada a crescente relevância do mercado liberalizado.

No que se refere aos impactes nos consumidores do mercado livre, a variação de preço que irão observar depende quer das tarifas de acesso às redes, quer da componente de energia que é acordada livremente entre os consumidores e o seu comercializador de mercado. A comunicação das variações das tarifas de acesso às redes pode induzir em erro estes consumidores, por não ser essa a variação de preço que irão observar. Por exemplo, para a situação em apreço a variação tarifária anunciada, 1,2%, que coincide com a variação nas tarifas de venda a clientes finais aditivas (que correspondem à melhor espectativa de preços do mercado livre), resulta de um acréscimo das tarifas de acesso às redes de 4,7% e de um decréscimo do preço de energia de -5,3%. Estas duas últimas variações tarifárias (acesso às redes e energia) contribuem, por um lado, para um acréscimo de 3,0% no preço final (acesso às redes) e por outro lado, para um decréscimo de -1,8% no preço final (energia), que somados resultam no valor global final de 1,2%.

Independentemente da informação que a ERSE decide incluir no seu comunicado de tarifas, toda a informação solicitada pelo CT se encontra disponível no sumário executivo no documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017". Na documentação que justifica e suporta a aprovação das tarifas é apresentada toda a informação que permite a todos os interessados ter informação adicional e reproduzir o processo de cálculo das tarifas conferindo robustez, credibilidade e transparência a todo o processo.

I B - Apresentação da proposta e organização da documentação

O documento justificativo das tarifas e preços publicado pela ERSE é uma peça central na fundamentação da decisão de tarifas e preços, que se concretiza na Diretiva anual de tarifas. A ERSE considera que este documento tem de apresentar um detalhe elevado, imprescindível na compreensão e justificação legal da decisão. A estrutura existente apresenta a informação numa lógica da compreensão do geral para o particular. Ou seja, após a apresentação das linhas mais gerais da decisão, são apresentados os pressupostos da decisão tarifária (designadamente os proveitos das atividades) e seguidamente o resultado do exercício tarifário, considerando a estrutura definida regulamentarmente. Todavia, e como já afirmado, a ERSE tomou boa nota do comentário e compromete-se a analisar a apresentação da proposta e a melhorar a sua organização.

Neste exercício será objetivo da ERSE tornar o documento mais acessível, evitar repetições de informação e garantindo a consistência da apresentação dos valores. Importa ainda sublinhar que a inovação traz riscos que são naturais nos processos de mudança. Ou seja, o atual documento obedece a uma linha de pensamento e hierarquização de assuntos cuja alteração implicará também um esforço de adaptação dos leitores interessados desta documentação.

I C - Dívida tarifária e serviço da dívida

Como já foi anteriormente referido ao Conselho Tarifário da ERSE, os aspetos associados à sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional, designadamente as perspetivas de evolução da dívida tarifária num horizonte de médio e longo prazo, são acompanhados pelo regulador. Este acompanhamento distingue-se da definição de um qualquer prazo para a eliminação desta dívida, dado esta circunstância depender em grande parte da evolução dos custos de interesse económico geral (CIEG), que estão fora das competências da ERSE. Por estes motivos e por ser uma matéria que tem sido tratada no quadro da política energética, especialmente desde o Programa de Assistência Financeira que terminou em 2014, o Conselho de Administração da ERSE remete para o Governo a eventual divulgação de informação adicional sobre a sustentabilidade do SEN.

Ainda assim importa assinalar os sinais positivos para a sustentabilidade da dívida tarifária decorrentes da diminuição perspetivada da dívida tarifária para 2017, reforçando a tendência iniciada no ano anterior.

I D-Interruptibilidade

Conforme referido pelo Conselho Tarifário da ERSE, as disposições transitórias (artigo 3.º) da Portaria n.º 268-A/2016, de 11 de outubro, apontam para uma alteração do atual modelo de prestação do serviço de interruptibilidade no sentido de promover a concorrência e ajustar o regime ao MIBEL. Esta alteração deverá implicar uma redução global de custos, mantendo-se inalterada a vertente de segurança de abastecimento associada a este serviço.

O diploma prevê a participação da ERSE através de um parecer à proposta da DGEG para alteração do regime de interruptibilidade, não se conhecendo na presente data outros elementos que permitam inferir o impacto das referidas alterações nos custos de interruptibilidade do ano de 2017. Neste contexto, as previsões dos custos com interruptibilidade incluída quer na proposta tarifária de 15 de outubro, quer nas tarifas publicadas a 15 de dezembro, não refletem futuras alterações do regime legal aplicável à interruptibilidade. Deste modo, eventuais alterações com a interruptibilidade de 2017 serão refletidas nos preços a pagar pelos consumidores por via dos ajustamentos a repercutir em exercícios tarifários seguintes.

I E - Rendas de concessão em BT dos municípios das Regiões Autónomas

O Conselho de Administração da ERSE entende a necessidade levantada pelo Conselho Tarifário da ERSE de identificar de forma autónoma os valores das rendas de concessão em BT dos municípios das Regiões Autónomas nos Custos de Interesse Económico Gerais, pelo que seguirá esta recomendação. No entanto, existem algumas particularidades associadas ao mecanismo de convergência tarifária que importa esclarecer e que de seguida se expõem.

Os proveitos permitidos da EDA e da EEM incluem ao nível da atividade de distribuição, as rendas de concessão pagas aos municípios das Regiões Autónomas. Uma parte destes proveitos é recuperado através do mecanismo de convergência tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas, materializado na componente de "Sobrecusto das Regiões Autónomas", que constitui uma das naturezas dos CIEG, apresentadas nos mapas dos documentos de proveitos e de tarifas, elaborados pela ERSE, que evidenciam a repartição dos CIEG.

Este sobrecusto inclui uma parte das rendas de concessão a pagar, pela EDA e pela EEM, aos municípios das Regiões Autónomas, não sendo possível identificar de forma exata quais os montantes que são recuperados através do mecanismo de convergência tarifária e constantes da parcela de "Sobrecusto das Regiões Autónomas". Estes montantes corresponderão à parte das rendas de concessão que gera um sobrecusto nas regiões Autónomas, face aos correspondentes custos existentes no Continente.

I F - Preparação do novo período regulatório

A avaliação do desempenho das várias atividades reguladas do setor elétrico é bastante relevante para o Conselho de Administração da ERSE, designadamente nos momentos que antecedem um novo período regulatório. Esta avaliação permite averiguar os motivos que possam justificar o cumprimento, ou não, dos objetivos traçados para o período de regulação, em grande parte assentes na promoção da eficiência económica em sentido amplo, isto é, na garantia de que as empresas desenvolvem as obrigações que lhe são cometidas a um custo mínimo para os consumidores. Esse exercício permite avaliar a eficácia das metodologias regulatórias adotadas nos períodos regulatórios anteriores, levando a equacionar, se necessário a sua revisão.

As análises e as conclusões que dela se retiram são divulgadas nos documentos que acompanham as tarifas e os parâmetros para os novos períodos regulatórios. Neste particular, podem ser destacados dois documentos, o documento que define e justifica os parâmetros para o novo período regulatório, que neste período regulatório intitulou-se "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017", e o documento que apresenta a evolução do desempenho das empresas nos últimos períodos regulatórios para um conjunto de fatores associados ao nível de ativos, aos custos de exploração e à rentabilidade da atividade, com o título "Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do Setor".

Num contexto em que o setor elétrico enfrenta novos desafios, tanto em termos técnicos como organizacionais, a avaliação do desempenho das empresas e da eficácia das metodologias regulatórias é ainda mais premente, pelo que o Conselho de Administração da ERSE toma boa nota da recomendação do Conselho de Tarifário da ERSE, e reforçará as práticas de monitorização e divulgação das respetivas conclusões que foram seguidas até à data.

Tomamos boa nota do comentário do Conselho Tarifário relativo aos planos de investimento. A informação relativa a projetos de investimento nas redes de transporte e nas redes de distribuição, em Portugal continental e nas regiões autónomas, é objeto do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, o qual que será objeto de revisão em 2017. Nesse sentido, o tema será analisado e discutido em sede da referida revisão.

No âmbito da revisão regulamentar do Setor Elétrico estão atualmente previstas algumas alterações na estrutura das tarifas de acesso às redes, que serão avaliadas no processo de consulta pública que será efetuada no 1.º semestre de 2017. Estas alterações e a sua forma de implementação serão oportunamente discutidas com todos os interessados no processo de consulta pública. Considera-se que as mesmas dão resposta aos desafios tão bem identificados pelo Conselho tarifário no seu parecer, a saber:

- De modo a simplificar a estrutura das tarifas e facilitar a perceção dos sinais preço pelos consumidores de energia elétrica, justifica-se preparar a transferência do preço de potência em horas de ponta para a componente de preço de energia ativa em horas de ponta, à semelhança do que já existe nas tarifas de acesso às redes em BTN. Pretende-se com esta alteração no Regulamento Tarifário obter (i) uma simplificação da atual estrutura tarifária para o cliente; (ii) uma harmonização da estrutura tarifária entre Portugal e Espanha, assim como no contexto do mercado interno de energia; e (iii) uma maior aderência das tarifas de acesso às redes aos custos de redes, através da introdução de uma maior sazonalidade nos preços.
- Atualmente o Regulamento Tarifário prevê para os níveis de tensão MAT, AT e MT a existência de 4 períodos horários distintos, distribuídos por 4 trimestres. Para BTE e BTN> o Regulamento Tarifário contempla a existência de 4 e 3 períodos tarifários, respetivamente, sem qualquer diferenciação trimestral. Pretende-se habilitar o Regulamento Tarifário para que as tarifas de acesso às redes em BTE e BTN> passem a ter 4 períodos horários, com diferenciação trimestral, à semelhança do que acontece nos níveis de tensão superiores.
- No âmbito da realização dos projetos piloto para a introdução de tarifas dinâmicas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, em Portugal continental, e dos projetos piloto de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE, nas Regiões Autónomas, pretende-se passar da fase piloto para a implementação de otimizações ao nível da estrutura tarifária, ainda no decorrer do próximo período tarifário, caso os resultados das análises beneficio-custo venham a indicar valores positivos. Nas Regiões Autónomas verificou-se que não existia viabilidade económica para a implementação das tarifas dinâmicas, tendo o projeto evoluído para um estudo da reformulação dos atuais períodos tarifários das Tarifas de Venda a Clientes Finais. De igual modo no continente o projeto piloto a implementar integrará para além do teste de tarifas dinâmicas de acesso às redes o teste de tarifas estáticas mais sofisticadas que as atualmente em vigor integrando mais períodos horários e uma maior sazonalidade de preços.

A ERSE acompanha a preocupação expressa pelo CT no que concerne o regime previsto no Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro, permitindo-nos referir que, no quadro das suas competências, a ERSE já por diversas vezes expressou a necessidade de revisão do referido regime jurídico, por manifesta desadequação face ao quadro organizativo atual do setor elétrico.

A apropriação ilícita de energia elétrica e de gás natural gera riscos públicos para a segurança e integridade de pessoas e bens e cria uma injustiça relativa nas condições de acesso e utilização desse serviço público pelos restantes consumidores.

Um funcionamento eficiente dos sistemas nacionais de eletricidade e de gás natural exige assim a existência de normas jurídicas efetivas de combate às práticas fraudulentas. Essas normas deverão conseguir abranger todas as situações de fraude (acompanhando a sofisticação técnica dos mecanismos de apropriação ilícita), pensar os mecanismos de recolha e preservação de prova e prever um regime eficaz e equitativo de responsabilização pela prática de apropriação ilícita de eletricidade e gás natural.

A antiguidade do Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro, torna necessário que se reflita, à luz da evolução do setor energético e da realidade das práticas fraudulentas dos nossos dias, num novo regime jurídico aplicável a estas situações. A discussão não se pode resumir às situações de apropriação ilícita de energia elétrica (as únicas previstas atualmente pelo Decreto-Lei n.º 328/90), mas deverá abranger também as práticas fraudulentas relativas ao gás natural.

Reforça-se, todavia, que a ERSE não dispõe de competências legislativas, as quais são reservadas à Assembleia da República e ao Governo, incumbindo-lhe nos termos estatutários "colaborar com a Assembleia da República e com o Governo na formulação das políticas e dos diplomas respeitantes ao setor energético integrados no âmbito da sua regulação" (vide n.º 3, al. a) do artigo 3.º dos Estatutos da ERSE).

II

ESPECIALIDADE

II A - Estrutura tarifária do setor elétrico em 2017

Conforme referido pelo Conselho Tarifário a ERSE procura manter a estabilidade na estrutura das tarifas no decorrer de cada período de regulação, procedendo normalmente a alterações de estrutura apenas no início de cada período de regulação. Deste modo, perspetivando-se o início de um novo período de regulação em 2018 a ERSE irá, em conjunto com os operadores de redes, aprofundar os estudos que têm vindo a ser desenvolvidos.

Em relação aos projetos piloto de tarifas dinâmicas a EDP Distribuição realizou uma análise benefício-custo à implementação de projetos pilotos, análise essa que revelou um benefício líquido positivo. Nos termos do Anexo do Regulamento Tarifário a EDP Distribuição remeteu à ERSE um Plano para a implementação de um projeto piloto, que integrará para além de tarifas dinâmicas de acesso às redes, uma nova tarifa estática mais sofisticada que as atualmente em vigor integrando mais períodos horários e uma maior sazonalidade de preços.

Nas Regiões Autónomas verificou-se que não existia viabilidade económica para a implementação das tarifas dinâmicas, tendo a Empresa de Eletricidade da Madeira e a Empresa de Eletricidade dos Açores apresentado uma proposta de novas opções de tarifas estáticas. Deste modo, o projeto evoluiu para o estudo da reformulação dos atuais períodos tarifários das tarifas de Venda a Clientes Finais.

A ERSE pretende colocar em consulta pública no início de 2017 os referidos projetos piloto, com vista a dar-se início à sua implementação ainda em 2017.

II B - Variações tarifárias e ajustamentos

A preocupação do Conselho Tarifário da ERSE de garantir que as previsões implícitas no cálculo tarifário se aproximem do verificado é, naturalmente, igualmente uma preocupação do Conselho de Administração da ERSE. Neste sentido, no exercício de cálculo dos proveitos permitidos para cada ano, a ERSE procura efetuar as melhores previsões com base na informação disponível. Contudo, existem vários fatores, de natureza

económica, técnica ou até climatéricos, dificilmente perspetiváveis à data de definição das tarifas e que condicionam a adequação das previsões efetuadas aos valores reais ocorridos.

Procurando mitigar os potenciais efeitos de desvios, a ERSE já implementou nas atividades mais sujeitas à volatilidade não previsível de alguns fatores, a sua correção antecipada, através dos ajustamentos provisórios efetuados no ano de cálculo das tarifas (ano t-1), com base nas melhores estimativas disponíveis nesse ano. Contudo, ocorrem sempre desvios a corrigir, decorrentes das diferenças entre os valores definitivos apurados para os proveitos permitidos e as faturações ocorridas, que são corrigidos passados dois anos através do mecanismo de ajustamentos aos proveitos permitidos de t-2, com base na informação real auditada apresentada pelas empresas.

II C - Mercado livre e mercado regulado

A ERSE, na formulação das estimativas quanto aos consumos e ao número de consumidores reportado ao mercado livre, utiliza, como sempre, a melhor informação disponível à data da sua publicitação. A proposta de tarifas e preços para 2017 incorporou a informação existente sobre o ritmo de *switching* entre mercado regulado e mercado livre, extrapolando com base em cenários de maior probabilidade de ocorrência aquela que poderá ser a posição relativa dos dois submercados no fim de 2016 e no fim do ano a que reporta o presente exercício tarifário.

A apresentação da melhor informação disponível, num incontornável exercício de transparência regulatória, não pode confundir-se com a definição dos limiares temporais para a vigência de tarifas transitórias, que é da responsabilidade do legislador.

Importa referir que o documento de "Caraterização da Procura de Energia Elétrica em 2017" já contempla uma análise da tipologia de consumidores no mercado regulado e no mercado liberalizado.

No capítulo 6.2. apresenta-se uma análise dos diagramas de carga para os vários níveis de tensão, para os clientes em mercado regulado. No capítulo 6.3. apresenta-se uma caraterização da potência contratada para os clientes do mercado regulado, em Baixa Tensão Normal (distribuição dos clientes por opção tarifária e por escalão de potência, a distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência e a utilização da potência contratada por escalão de potência e opção tarifária). No capítulo 7.2. são efetuadas as mesmas análises, para os clientes no mercado liberalizado.

II D-Tarifas de acesso

Os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa, do Banco de Portugal e do FMI, sugerem uma evolução moderada da economia portuguesa em 2016 e 2017. As previsões macroeconómicas destas instituições apontam para um abrandamento em 2016 face ao ocorrido em 2015, e inferior ao projetado para a área do Euro pelo Banco Central Europeu. Contudo, para 2017, o Banco de Portugal (BP) e o FMI esperam uma ligeira aceleração do ritmo de crescimento, face às projeções de 2016.

Neste contexto a ERSE estima que para o ano de 2016 os fornecimentos a clientes cresçam apenas cerca de 0,6% face ao ocorrido no ano de 2015, a que corresponderá uma subida de 0,5% no consumo referido à emissão. No referencial da emissão a estimativa da ERSE encontra-se em linha com a da REN (dezembro 2016, +0,6%) e a da EDP (junho 2016, +0,5%). Para 2017, a ERSE assumiu que o crescimento dos fornecimentos a clientes será superior ao estimado para 2016, prevendo um crescimento de 1,5%, a que corresponderá um acréscimo de 1,3% no referencial da emissão, atingindo 49,8 TWh. Esta previsão é mais otimista que as previsões efetuadas pela REN e pela EDP em junho, que apontam para uma estagnação do consumo referido à emissão na ordem de 49,3 TWh.

O Conselho Tarifário da ERSE demonstrou por diversas vezes a sua preocupação relativamente ao peso dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEGs) na tarifa de Uso Global do Sistema.

Esta preocupação tem sido partilhada pelo Conselho de Administração da ERSE desde que estes custos se tornaram materialmente relevantes nas tarifas de energia elétrica. Assim, a ERSE tem procurado informar os agentes quanto aos impactes destes custos, identificando-os e separando-os dos restantes nos documentos que têm acompanhado as tarifas. A sua atuação tem sido igualmente orientada pelas implicações da evolução destes custos para a sustentabilidade do setor elétrico, o que tem levado a ERSE a divulgar o contributo dos CIEGs para a dívida tarifária e para as obrigações que lhe está associada no médio e longo prazo e que condicionarão a evolução futura das tarifas. De uma forma mais genérica, o Conselho de Administração da ERSE tem procurado transmitir a mensagem junto dos diversos agentes que o controlo destes custos, que têm um caráter iminentemente fixo, é por demais necessário para a sustentabilidade económica do sistema a longo prazo, designadamente num contexto de estagnação ou mesmo de redução da procura de energia elétrica como a que se vive atualmente. Neste contexto, e como este tema ainda condiciona a sustentabilidade do sistema elétrico nacional, o Conselho de Administração da ERSE continuará a apoiar todas as medidas que visam diminuir o impacte tarifário dos CIEG tanto no curto, como no médio e longo prazo, no quadro restrito das competências da ERSE nesta matéria.

II E- Fundo de Sustentabilidade do Sistema Elétrico

O Conselho de Administração da ERSE toma boa nota das propostas do Conselho Tarifário da ERSE (CT) relativas ao tratamento a dar às transferências para o Setor Elétrico Nacional (SEN) do Fundo de Sustentabilidade do Sistema Elétrico (FSSSE), assim como das recomendações do CT para que a ERSE envide junto das autoridades competentes as diligências necessárias para garantir as transferências deste fundo para o setor elétrico, nos termos da legislação em vigor.

Relativamente aos efeitos das transferências do FSSSE para o SEN no processo de cálculo tarifário para 2017, importa referir que, ao contrário do verificado nos anos anteriores, este ano as transferências do FSSSE não têm impacte tarifário. Esta situação resulta dos efeitos em sentidos opostos, mas de dimensões iguais, por um lado, dos proveitos permitidos da entidade concessionária da RNT dos montantes não transferidos pelo FSSSE no decorrer do ano de 2015 e, por outro lado, da dedução aos proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de UGS em 2017 dos montantes a transferir por este fundo para a entidade concessionária da RNT. Estes fluxos são calculados nos termos do artigo 86.º do Regulamento Tarifário em vigor. Importa registar que qualquer transferência efetuada em 2016 pelo FSSSE para a entidade concessionária da RNT não terá impactes tarifários, porque o Regulamento Tarifário em vigor não contempla o cálculo de ajustamentos no ano t-1, situação que poderá ser alterada com a revisão regulamentar do próximo período regulatório. Uma eventual alteração regulamentar desta natureza poderá, contudo, não se revelar tão eficaz quanto esperado, visto não haver coincidência entre os prazos que enquadram o processo tarifário e os prazos para a liquidação da CESE.

A opção por uma abordagem prudente no que concerne às transferências do FSSSE por parte do Conselho de Administração da ERSE resulta da dificuldade em interpretar a redução dos montantes afetos ao FSSSE no Orçamento de Estado de 2016 face aos montantes apresentados no Orçamento de Estado de 2015, que se repetiu no orçamento de Estado do próximo ano. Esta evolução não reflete a manutenção da taxa da CESE de 0,85% que incide sobre os ativos das empresas que contribuem para o financiamento do FSSSE alocado ao SEN e também não se pode justificar pela evolução do valor desses ativos. Registe-se que, à semelhança do verificado no Orçamento de Estado do ano anterior, o Orçamento de Estado para 2017 não esclarece os motivos que justificam o menor valor alocado ao FSSSE face ao valor apresentado em 2015. De registar ainda que após 2015, os mapas dos orçamentos de estado não fazem qualquer referência específica à CESE que incide sobre os contratos *Take or Pay* e também não refletem os montantes de CESE que faltam ainda ser pagos pelas empresas relativos a anos anteriores.

Assim, a evolução conhecida até à data tanto do quadro legal, como dos pagamentos dos montantes da CESE em falta apontariam para um reforço e não para uma diminuição do montante alocado ao FSSSE no Orçamento de Estado de 2017 face aos montantes referidos nos Orçamentos de Estado anteriores. Nesse

quadro, ficam em aberto as razões para a redução do montante previsto para o FSSSE face ao que constava nos mapas dos Orçamentos de Estado de 2014 e de 2015.

Neste contexto de incerteza quanto ao tratamento que está a ser dado aos montantes associados ao FSSSE, a ERSE optou assim por garantir que nas tarifas de 2017 esses montantes sejam neutros.

Esta opção será acompanhada da solicitação por parte da ERSE às autoridades competentes de esclarecimentos necessários relativos à aplicação da CESE e às transferências do FSSSE.

II F - Operadores de rede exclusivamente em baixa tensão

A ERSE, a respeito do comentário formulado sobre a aquisição de energia elétrica por parte dos distribuidores exclusivamente em BT, não pode deixar de precisar que aos operadores de rede considerados como tal não podem atribuir-se responsabilidades de comercialização de energia elétrica. Esta aparente confusão pode fundar-se na cumulação das atividades de distribuição, de comercialização de último recurso e de comercialização em regime livre. Esta situação, que abrange a generalidade das entidades que atuam como operadores de rede exclusivamente em BT, não prejudica, nem poderia, que na sua qualidade de comercializador, esta entidade possa aprovisionar-se de eletricidade em modalidade diferente da celebração de contrato de fornecimento com outro comercializador.

A preocupação manifestada pelos operadores de rede exclusivamente em BT não considera o conjunto dos pressupostos associados à decisão tarifária da ERSE. Ou seja, a variação do preço de venda a clientes finais a praticar pelos CUR_{BT} reflete o incremento das tarifas de acesso e também a previsão de diminuição do preço da energia no valor de -5,3%. Assim, verificando-se estes pressupostos o valor da TVCF será adequado a garantir o equilíbrio económico-financeiro dos operadores da rede de distribuição.

Importa, contudo, sublinhar que o RRC contempla diversas modalidades de faturação entre o $ORD_{AT/MT}$ e o ORD exclusivamente em BT, as quais permitem que o ORD_{BT} seja imune às variações tarifárias do acesso à rede a montante e ao preço da energia, no pressuposto que tem um desempenho eficiente igual ou superior ao operador da rede a montante. Em concreto, nos termos do artigo 64.º, n.º 3 do RRC, os ORD_{BT} têm direito à diferença entre a faturação da $TVCF_{BTN}$ e a faturação resultante da aplicação das tarifas de energia, Uso da Rede de Distribuição em BT e Comercialização em BT, considerando as quantidades medidas nos pontos de entrega em BT.

Sublinhamos ainda que o Regulamento Tarifário estabelece no artigo 194.º um procedimento próprio por forma a garantir os pressupostos regulatórios nas concessões de distribuição, o qual pode ser acionado se o equilíbrio económico-financeiro de um concessionário de distribuição em BT não estiver assegurado.

II G – CUR – Comercialização de Último Recurso

À luz da garantia do equilíbrio económico-financeiro do comercializador de último recurso, o Conselho Tarifário da ERSE solicita a fundamentação da manutenção na rubrica de custos não controláveis desta empresa do montante de 1,5 milhões de euros. O Conselho de Administração da ERSE partilha a preocupação demonstrada pelo Conselho Tarifário da ERSE. A mesma justificou que, na revisão regulamentar que precedeu o atual período regulatório, se tenha reconhecido a existência de custos de carácter extraordinário e não controlável decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes da EDP SU, subjacentes ao processo de extinção de tarifas. Para esse efeito, adotou-se a possibilidade dos proveitos permitidos da empresa incluírem uma componente de custos não controláveis, que é analisada e calculada numa base anual devendo apenas ser considerada quando justificável.

Esta análise foi efetuada num contexto de redução da atividade do comercializador de último recurso, tendo equacionado vários vetores, nomeadamente: i) a evolução observada dos custos não controláveis da EDP, SU, eventualmente, associada à evolução do processo de redução da sua atividade, ii) a

manutenção de um padrão regulatório exigente em termos de eficiência operacional e iii) a partilha de ganhos de eficiência entre os clientes e a empresa.

A decisão do Conselho de Administração da ERSE ponderou estes três fatores, no quadro do desempenho financeiro da empresa medido pelo seu EBIT[117], que foi verificado nos últimos nos e previsto pela empresa para os próximos anos. Registe-se que a EDP, SU apresentou resultados marcadamente positivos em termos de EBIT nos últimos anos, apesar de ter tido no passado previsões em sentido contrário para esses anos. Refira-se igualmente que este ano a EDP, SU voltou a apresentar previsões negativas em termos de EBIT.

Neste contexto de aparente estabilidade do desempenho da atividade de comercialização, a ERSE entendeu que no cálculo das tarifas para 2017, os custos não controláveis da empresa deveriam manter-se iguais aos valores implícitos no processo tarifário do ano anterior.

II H-Tarifa social

O desconto social a aplicar às tarifas de venda a clientes finais coincide com o desconto nas tarifas sociais de acesso às redes, sendo comum para Portugal continental e para as Regiões Autónomas. Preferencialmente o desconto incide no preço de potência contratada em €/kVA de modo a promover-se uma utilização racional de energia, conforme indicado pelo Conselho Tarifário.

As tarifas de acesso às redes não estão sujeitas a qualquer mecanismo de atenuação de variações tarifárias por termo tarifário. Deste modo, a aplicação de todo o desconto possível no termo de potência contratada conduziria a variações na tarifa social de venda a clientes finais do CUR, preço a preço, muito acima da variação média, 1,2%.

Tendo em atenção o exposto, e por forma a proteger os interesses dos consumidores vulneráveis quanto a variações acentuadas de preços, foi também adotada, no cálculo das tarifas sociais de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso, a mitigação das variações tarifárias atualmente seguida no cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso pela aplicação do Mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas previsto no artigo 147.º do Regulamento Tarifário. Assim, a determinação dos descontos das tarifas sociais em 2017 foi efetuada mitigando-se variações tarifárias diferenciadas por termo tarifário nas tarifas sociais de venda a clientes finais.

Nestas circunstâncias o desconto resultante a aplicar nas tarifas sociais de acesso às redes adotado no desenho das tarifas sociais de venda a clientes finais a aplicar por todos os comercializadores foi determinado, por um lado, limitando-se acréscimos tarifários diferenciados por termo tarifário e por cliente nas tarifas sociais de venda a clientes finais dos comercializadores de ultimo recurso e, por outro lado, garantindo a incidência do desconto preferencialmente nos preços de potência contratada em €/kVA de modo a promover-se uma utilização racional de energia. O desconto é idêntico para todas as opções tarifárias e escalões de potência, de modo a manter-se a racionalidade entre os diversos preços de potência contratada das várias opções tarifárias e escalões de potência.

II I - Preço dos outros serviços

A respeito das considerações efetuadas sobre os preços dos serviços regulados, cabe esclarecer que é genericamente uma obrigação das empresas a apresentação de propostas fundamentadas para os mesmos, cabendo À ERSE a ponderação dos diferentes argumentos na formulação da proposta de preços e tarifas para cada exercício tarifário. Nesta ponderação, a ERSE procura salvaguardar, antes do mais, a adequação entre os preços a praticar e os custos incorridos com cada tarefa específica, de modo a evitar subsidiações cruzadas e distorções no funcionamento integrado do setor. Esta preocupação seguida pela

[117] EBIT representa o resultado líquido do exercício excluindo o efeito dos impostos sobre os lucros e dos resultados financeiros.

ERSE é, em determinadas situações, concretizável com algum grau de especificidade dos termos utilizados entre empresas e /ou entre as Regiões Autónomas e o Continente.

II J - Qualidade de serviço

As caraterísticas da rede elétrica, maioritariamente rede aérea, conduzem a uma volatilidade natural, dependente das condições meteorológicas. A qualidade de serviço sentida pelos clientes é afetada por esta volatilidade, sendo importante que os indicadores de continuidade de serviço a reflitam. Apesar de já terem sido atingidos em Portugal níveis de continuidade de serviço satisfatórios, designadamente quando comparados com a média europeia, a ERSE considera fundamental assegurar a manutenção dos níveis atuais da qualidade do serviço, focando-se na redução das assimetrias entre zonas e melhorando a qualidade prestada aos clientes pior servidos.

No que se refere ao tipo de indicadores utilizados na caracterização da continuidade de serviço, a ERSE tem vindo a utilizar os indicadores internacionais, que facilitem análises comparativas entre redes. Para além dos indicadores por ponto de entrega, existem indicadores como o TIEPI ou a END que têm em consideração a "dimensão" do ponto de entrega, ou seja, a potência associada a cada ponto de entrega.

◆ Tarifas sociais da energia elétrica a vigorar a partir de 1 de julho de 2016 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei nº 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "*(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*."

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: *"(…) emitir parecer (…) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços"*, parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo [118] e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário uma "Proposta de tarifas sociais da energia elétrica a vigorar a partir de 1 de julho de 2016" solicitando parecer sobre a mesma.

Considerando o carater de urgência, para efeitos de cumprimento de prazos legais, foi solicitado ao CT, nos termos do Art.º 48.º dos Estatutos da ERSE, a emissão de parecer até ao dia 1/junho/2016.

Nos termos do n.º 3 do artigo 147.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 1 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, a Seção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO DA PROPOSTA

1. O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na redação do Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, criou a tarifa social de fornecimento de eletricidade a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis, prevendo que esta tarifa é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal.
2. A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, redesenhou os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia, com vista à aplicação de um modelo único e automático e ao alargamento do atual número de beneficiários efetivos, sem diminuição do valor do desconto face aos descontos sociais em vigor.
3. Esta Lei procedeu também à revogação do regime de apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE) aprovado pelo Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro. Até 30 de junho de 2016, os descontos na Tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF) transitória correspondem a 20%, relativo à tarifa social, e 13,8% referente ao ASECE.
4. Considerando que os descontos sociais não devem sofrer diminuição de valor face aos que estão em vigor, foi definido pelo membro do Governo responsável pela área de energia, um desconto da tarifa social de eletricidade para o segundo semestre de 2016, de 33,8% sobre as TVCF transitórias, que integra a componente até agora atribuída através do ASECE.
5. O desconto da tarifa social é atribuído através da tarifa social de acesso às redes, cujos valores para o 2.º semestre de 2016 se apresentam no quadro seguinte, com a comparação face às tarifas em vigor no 1.º semestre:

[118] Cf. artigo 48.º do Decreto-Lei nº 212/2012, de 25 de setembro.

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=6,9 kVA)		PREÇOS 1º semestre 2016*		PREÇOS 2º semestre 2016	
Potência		**(EUR/mês)**	**(EUR/dia)**	**(EUR/mês)**	**(EUR/dia)**
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,00	0,0000	0,00	0,0000
	2,3	0,00	0,0000	0,00	0,0000
	3,45	0,00	0,0000	0,00	0,0000
	4,6	0,00	0,0000	0,00	0,0000
	5,7	0,00	0,0000	0,00	0,0000
	6,9	0,00	0,0000	0,00	0,0000
Energia ativa		**(EUR/kWh)**		**(EUR/kWh)**	
Tarifa simples		0,0976		0,0684	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1339		0,1047	
	Horas de vazio	0,0403		0,0111	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2525		0,2233	
	Hora cheia	0,0989		0,0697	
	Hora vazio	0,0403		0,0111	

* Os preços apresentados não contemplam o desconto ASECE

6. Nas tarifas em vigor no primeiro semestre de 2016 o desconto foi totalmente aplicado no termo de potência contratada, de modo a não distorcer o sinal dado pelo preço de energia e fomentar uma utilização eficiente da energia elétrica, o que implicou a anulação deste termo.
7. A proposta da ERSE para o segundo semestre prevê a manutenção do termo fixo nulo da tarifa social de acesso, e o restante desconto no termo de energia, para acomodar o ASECE.

II

ESPECIALIDADE

Atribuição da Tarifa Social (Lei n.º 7-A/2016)

1. O CT entende que face à aplicação da nova legislação é fundamental que as entidades públicas com competência nesta matéria (ERSE, DGEG, AT, ISS) acompanhem a evolução da aplicação da Tarifa social.
2. O CT nota que a legislação elenca ainda, um conjunto de atos preparatórios, tais como a celebração de protocolos entre os diferentes ministérios de tutela social e económica para articulação do automatismo e a publicação de portarias, sem a qual se pode comprometer a aplicação do novo regime da tarifa social a 1 de julho de 2016.
3. A regulamentação a incluir em portaria deve prever a atualização da base de dados relativa aos clientes com direito à Tarifa Social, com uma periodicidade adequada.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE dá cumprimento às alterações legais introduzidas ao regime da Tarifa Social.

Aprovado em 27 maio de 2016.

[Parecer integral digitalizado]: ver pg. 11 e ss.

◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [119]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016*" cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Anteriormente, tinha já sido disponibilizado pela ERSE o documento intitulado "*Relatório sobre a Qualidade de Serviço do Setor Elétrico 2014*" o qual foi igualmente tido em consideração.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

I A – Comunicação dos impactos tarifários

1. O CT constata a crescente relevância do mercado liberalizado no SEN, evidenciada no documento de "*Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2016*", onde a estimativa para 2015 aponta para que 68,5% do número total de clientes e 88% do total de energia fornecida já estejam em regime de mercado.
2. Acresce que, as previsões para 2016 apontam para uma evolução significativa do mercado livre, sendo expectável que 81,9% do total de clientes e 93,1% do total de energia fornecida estejam em regime de mercado.
3. De realçar que, o consumo médio dos clientes do mercado regulado é diferente do consumo médio dos clientes do mercado livre, pelo que os impactos das alterações tarifárias são distintos.
4. Neste sentido, é claro o peso cada vez menor das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF) e a sua reduzida relevância para a maioria dos consumidores na perceção dos impactos das alterações tarifárias na sua fatura mensal.
5. O CT considera que, na comunicação dos impactos tarifários a ERSE deve ter em conta as alterações do mercado, não devendo apenas informar as variações das TTVCF e os impactos na fatura do cliente do mercado regulado, que é um segmento de consumidores cada vez mais residuais.
6. Deste modo, a comunicação dos impactos das alterações tarifárias deve ter em consideração os consumidores no mercado liberalizado, tendo em conta as condições das ofertas de mercado, nomeadamente no que respeita a repercussão das alterações tarifárias propostas pela ERSE.
7. Quando a ERSE, no comunicado de imprensa, anuncia um aumento das TTVCF de 2,5%, não sendo claro quais as variações "parcelares", com especial relevo para os consumidores em mercado livre, onde estas variações das diferentes componentes da tarifa têm impactos muito diferentes nas faturas.

[119] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

8. Por exemplo, para um consumidor em BTN, não é de fácil compreensão que, o aumento anunciado de 2,5% nas TTVCF, se decompõe na diminuição de 9,1% na tarifa de energia e os aumentos de 7,0% nas tarifas de acesso as redes e de 4,6% na tarifa de comercialização.

9. No documento de "Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2016", a ERSE efetua uma análise às condições de oferta no mercado livre, limitando-se a uma listagem ordenada num determinado período temporal, para três tipos de consumidores, o que o CT considera insuficiente.

10. A questão de maior relevância para os consumidores no mercado livre é como serão os seus preços na próxima revisão, e o consequente aumento real da sua fatura, sendo que, neste sentido, existe o perigo de induzir os consumidores em que terão um aumento de 2,5% na sua fatura, quando a variação real será diferente.

11. O CT sublinha a reiterada omissão, no comunicado, de referências às TVCF nas Regiões Autónomas.

12. Considerando as implicações que a comunicação, nos moldes que tem vindo a ser feita, tem na perceção dos consumidores sobre o mercado livre e os impactos na sua fatura, o CT recomenda que a ERSE avalie como melhorar a comunicação pública dos impactos tarifários, tornando-a inequívoca e mais abrangente face às atuais caraterísticas e condições do mercado de eletricidade e procurando transmitir valores mais próximos da realidade de e para todos consumidores para o que poderá, designadamente, introduzir uma expressa menção quanto ao grupo de destinatários das tarifas publicadas, qual a composição do preço no mercado livre ou qual a percentagem de consumidores num e noutro mercado.

I B – Apresentação da proposta

1. O CT refere que, mesmo atendendo a que a metodologia de cálculo de tarifas é necessariamente complexa, subsiste, ainda assim, uma ampla margem de melhoria da qualidade de apresentação da documentação e documentos relativos às Propostas de Tarifas e Preços. Os documentos, tal como são apresentados, são de difícil entendimento, mesmo para especialistas, e tornando-se praticamente impossível, apenas com base nos documentos, conhecer em detalhe a evolução das várias parcelas constituintes das componentes das tarifas.

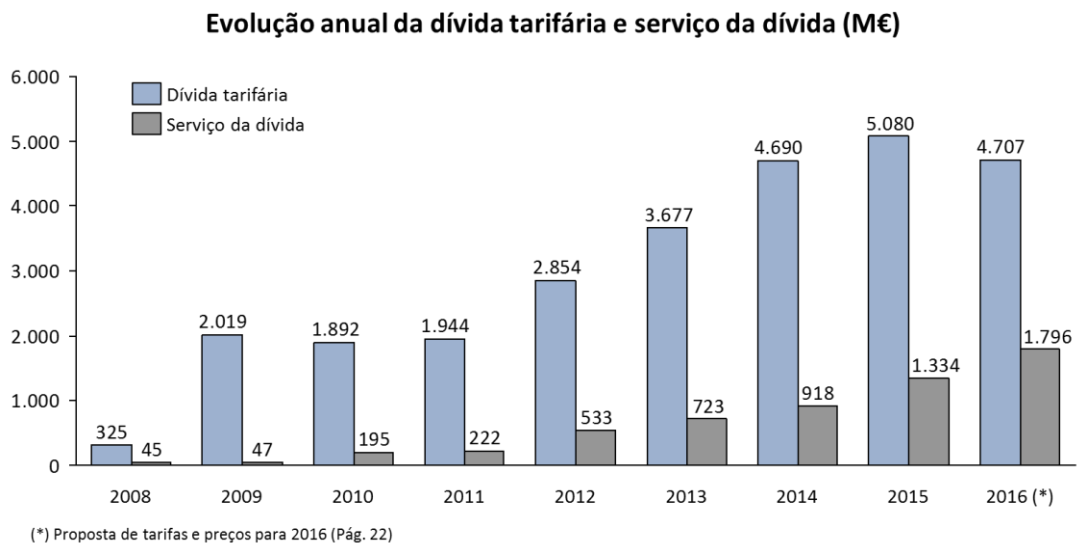
2. Por exemplo, é comum o mesmo parâmetro surgir em locais diferentes, umas vezes contendo alisamentos temporais, outras contendo ajustamentos de anos anteriores, outras ainda contendo apenas o parâmetro para o ano[120], o que torna muito difícil compreender a evolução dos vários parâmetros e das suas componentes. Importaria, por isso, que fosse feita uma revisão do modo de apresentação das propostas, visando um aumento da inteligibilidade dos documentos (que, como se sabe têm que ser analisados num curto espaço de tempo) e, por consequência da transparência no conteúdo das Tarifas e Preços propostos.

I C – Dívida tarifária e serviço da dívida

1. Com base na documentação que justifica a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE[121], é possível ilustrar a evolução da chamada "dívida tarifária", ou seja o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente, desde 2008 até à data. Da mesma forma, é possível apresentar o serviço da dívida (juros e amortização) incluído anualmente nas tarifas no mesmo período temporal.

[120] A título meramente exemplificativo o valor do diferencial de custo dos CAE que no quadro 0-12 é de 176 157 mil euros, na figura 0-2 é de 226 157 mil euros e no texto do número 0.3.3.4 da página 19, é de 157 337 mil euros.

[121] É de salientar que a ERSE não consolidou num único quadro, para os anos de 2011 e 2012, os valores da divida tarifária referente à reclassificação da cogeração e diferimento da PRE. Os valores apresentados contemplam esse efeito.



2. A denominada estabilidade tarifária tem sido garantida através da constituição de dívida tarifária resultante da aplicação de legislação, nomeadamente do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho e mais recentemente, do Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.

3. O CT constata que, de 2015 para 2016, a dívida tarifária se reduz no montante de 373M€, constituindo uma inflexão na evolução desta dívida.

4. O serviço da dívida incorpora a amortização de capital e pagamento de juros sendo por isso natural que a sua progressão se encontre desfasada da evolução da dívida tarifária, tal como se pode verificar no gráfico acima representado. O serviço da dívida regista um aumento de 463M€ em 2016, que resulta de uma maior amortização de capital (1,6 mil milhões de euros), uma vez que os juros reduziram de 213M€ em 2015 para 187M€ em 2016.

5. Face à trajetória descendente iniciada na Proposta de Tarifas para 2016, o CT regista os sinais que indiciam a sustentabilidade do sistema elétrico nacional.

6. O CT reitera a utilidade e a necessidade de maior divulgação pública dos pressupostos, mecanismos e instrumentos previstos no modelo de sustentabilidade definido para o Setor Elétrico Nacional que garante, de acordo com os seus mentores, a eliminação da dívida tarifária a prazo (2020), uma vez que não teve conhecimento de nenhuma divulgação adicional sobre este importante ponto da correção financeira do setor.

7. É, na opinião do CT, extremamente relevante ter informação sobre os montantes anuais das medidas mitigadoras, desde 2012 até à data, e o seu confronto com os pressupostos na base das medidas consideradas.

8. O CT consideraria interessante que, na estratégia de redução da dívida tarifária, fossem reforçadas as medidas mitigadoras de forma a permitir a redução efetiva dos custos para os consumidores.

II

ESPECIALIDADE

II A - Estrutura tarifária do setor elétrico em 2016

1. As diferentes tarifas por atividade do setor elétrico devem refletir os custos dessas atividades e as relações de preços dessas tarifas devem ser determinados com base na estrutura dos custos marginais ou incrementais associados.

2. Considerando o início de um novo período regulatório, em 2014, a ERSE desenvolveu estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas por atividade regulada, que conduziram à alteração da estrutura das tarifas de energia e de uso da rede de distribuição, tendo mantido a estrutura das tarifas de uso da rede de transporte.

3. A ERSE, em resposta ao solicitado pelo CT no parecer à proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017, desenvolveu, em 2015, um estudo no sentido de analisar a adequabilidade da estrutura tarifária vigente aplicada às tarifas de uso da rede de transporte.

4. O quadro regulamentar vigente prevê, na estrutura tarifária do uso da rede de transporte, a existência de preços de potência contratada, potência média em horas de ponta, em simultâneo com preços de energia ativa associados às perdas de energia elétrica e preços de energia reativa, o que permite transmitir aos utilizadores a multiplicidade de fatores que afetam os custos da atividade de transporte de energia elétrica.

5. De acordo com o estudo preliminar efetuado pela ERSE, os custos incrementais obtidos, em termo médios, têm impactes praticamente nulos na tarifa de uso da rede de MAT e na tarifa de uso da rede de AT (cenário base). Contudo, isso não invalida que os impactes não sejam significativos consumidor a consumidor na medida em que as variações tarifárias por variável de faturação não são insignificantes. Adicionalmente, pela análise de sensibilidade conclui-se que os impactes na MAT estão muito dependentes dos pressupostos assumidos no cálculo dos custos incrementais.

6. Tratando-se de uma matéria metodologicamente complexa e exigente em termos de tratamento de dados e tendo em conta o número de observações disponíveis e a importância dos pressupostos considerados, a ERSE considerou prudente manter os custos incrementais adotados nas tarifas de 2015 e utilizar os resultados preliminares deste estudo para uma discussão futura sobre esta matéria.

7. O CT congratula-se por a ERSE ter iniciado este estudo e reitera a importância do acompanhamento desta matéria por forma a garantir a adequabilidade da estrutura tarifária aos custos associados.

II B - Tarifas de acesso

1. As Tarifas de Acesso às Redes (TAR) são pagas por todos os consumidores, pelo uso das redes de transporte e distribuição e pelo uso global do sistema (gestão técnica do sistema, regulação e custos de política energética, ambiental e de interesse económico geral). As TAR coincidem no Continente e nas Regiões Autónomas, para o mesmo nível de tensão. Para os clientes do CUR, as TAR estão incluídas nas Tarifas de Venda a Clientes Finais. Os clientes do mercado pagam as TAR e negoceiam livremente com o seu fornecedor o preço da energia e fornecimento. As TAR são o único veículo que permite repercutir os custos de UGS, incluindo custos passados (dívida tarifário).

2. A proposta de tarifas e preços apresenta um aumento médio de 6,5%, no Continente, para as TAR, com um aumento na BTN de 7% e de 5,6% nos restantes níveis de tensão.

	Variação 2016/2015
Tarifas de Acesso às Redes	**6,5%**
Acesso às Redes em MAT	5,6%
Acesso às Redes em AT	5,6%
Acesso às Redes em MT	5,6%
Acesso às Redes em BTE	5,6%
Acesso às Redes em BTN	7,0%

Fonte: ERSE

3. Tal aumento médio de 6,5% nas TAR resulta do aumento de 9,6% da tarifa de UGS – que inclui os custos de interesse económico geral e de política energética e ambiental – e ainda das variações na tarifa de uso de redes ilustrada no quadro seguinte:

	Variação 2016/2015
Tarifa de Energia	-9,1%
Tarifa de Uso Global do Sistema	9,6%
Tarifas de Uso de Redes	
Uso da Rede de Transporte	-4,3%
Uso da Rede de Distribuição em AT	-0,5%
Uso da Rede de Distribuição em MT	-0,6%
Uso da Rede de Distribuição em BT	6,8%
Tarifas de Comercialização	4,6%

Fonte: ERSE

4. Assim, os aumentos das Tarifas de Acesso às Redes parecem ser em grande medida consequência dos aumentos de proveitos a recuperar com a UGS, os quais são influenciados, em particular, pelas variações resultantes dos mecanismos de alisamento quinquenal (diferimento dos diferenciais de Custos com a aquisição de energia da PRE) que atingirá um máximo nas tarifas de 2017.

5. No período compreendido entre 1999 e 2016 os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais nominais de 11,9%, 11,1%, 7,5%, 7,5% e 6,6%, respetivamente[122]. Assim, a evolução das TAR tem conhecido e está sujeita a uma pressão de crescimento acentuado.

6. Por outro lado, as tarifas para 2016 foram determinadas num contexto de baixa dos custos de energia. Tal situação permite um aumento mais moderado das tarifas reguladas com alguma recuperação da dívida tarifária passada, por via de um aumento mais substancial das TAR.

7. Uma vez que a recuperação da dívida tarifária recai sobre as TAR, o peso unitário será tanto menor quanto maior a procura (por efeito de diluição do custo) pelo que, a possibilidade de recuperação da

[122] Pág. 217 do documento principal da proposta da ERSE. Variações médias anuais de 9,7%, 9,0%, 5,4%, 6,0% e 5,5%, respetivamente, a preços constantes de 2015 (pág. 218 do documento principal da proposta).

dívida tarifária, sem aumento excessivo das TAR, está dependente de uma procura crescente de eletricidade.

8. Observada a recente evolução das TAR e a sua dependência da componente UGS e do consumo global, o CT recomenda que a ERSE faça um acompanhamento próximo desta situação e transmita esta preocupação às instâncias competentes.

II C - Tarifas dinâmicas

1. O CT, no seu parecer à proposta de tarifas e preços para 2014, identificou a estrutura tarifária como um dos desafios que se coloca à regulação, referindo, entre outros, as tarifas dinâmicas.

2. Já no âmbito do novo Regulamento Tarifário, refere, agora, a ERSE, no documento "Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2016" inserido na proposta de tarifas e preços para 2016 que "*o Regulamento Tarifário estabelece a obrigação dos operadores de rede submeterem à ERSE um Plano para implementação de Projetos Piloto que permitam o teste de novas estruturas tarifárias mais adequadas aos custos causados por cada consumidor, designadamente tarifas dinâmicas. Estes Projetos Piloto permitirão proceder a uma avaliação benefício-custo que identifique o mérito destas novas estruturas tarifárias. Considera-se neste contexto estarem reunidas as condições para se melhorar a atual estrutura tarifária e designadamente para se introduzirem aperfeiçoamentos nos períodos horários em vigor, se as análises benefício-custo a realizar resultarem positivas. O Plano referido deverá ser apresentado à ERSE até ao dia 30 de junho de 2016*".

3. O CT aguarda com expetativa a evolução dos projetos piloto e a análise dos resultados, considerando o interesse das tarifas dinâmicas.

II D - Fator de agravamento

1. Em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de eletricidade, o processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais determina, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer eletricidade aos clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre.

2. Durante este período, o comercializador de último recurso continua a fornecer eletricidade àqueles clientes finais que, independentemente do consumo associado, não exerçam o direito de mudança, mediante a cobrança de tarifas transitórias, fixadas pela ERSE, determinadas pela soma das tarifas de energia, de acesso às redes e de comercialização, acrescidas de um montante resultante da aplicação de um fator de agravamento.

3. O mencionado fator de agravamento, não aplicável aos clientes finais economicamente vulneráveis, pretende induzir a adesão gradual daqueles clientes às formas de contratação disponíveis no mercado, repercutindo-se a sua receita a favor dos consumidores de eletricidade através da tarifa de uso global do sistema, em termos a regular pela ERSE.

4. Com a publicação da portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, procedeu-se à definição do mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de eletricidade previsto no n.º 3 do artigo 4.° do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março[123].

[123] Alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, e no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, alterado pelos Decretos-Leis n.os 75/2012, de 26 de março, 256/2012, de 29 de novembro, e 13/2014, de 22 de janeiro, e 15/2015, de 30 de janeiro.

A expressão que determina o fator de agravamento é constituída por:

5. Tendo o CT conhecimento que a determinação da expressão do fator de agravamento é da responsabilidade do membro do Governo responsável pela área da energia, alerta, ainda assim, para o facto da parcela (Te'i,p-1 -Cep) poder dar sinal contrário ao objetivo subjacente à sua definição pelo que, veria como positivo um acompanhamento próximo da incidência deste fator de agravamento.

II E - CUR – Comercialização de Último Recurso

1. Para o atual período de regulação 2015-2017, a ERSE incluiu no Regulamento Tarifário, na fórmula de cálculo dos Proveitos Permitidos da atividade de Comercialização do Comercializador de Último Recurso, uma componente de custos não controláveis (margem).
2. Nas Tarifas para 2015, no âmbito de uma análise histórica aos custos de exploração incorridos pela EDP SU com a atividade de comercialização, a ERSE considerou "*que se tem vindo a verificar um conjunto de custos de carácter extraordinário, decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes da EDP SU, subjacentes ao processo de extinção de tarifas*". Neste contexto, a ERSE contemplou para 2015 uma componente de custos não controláveis no montante de cerca de 4 milhões de euros.
3. Na Proposta de Tarifas para 2016 a ERSE, apesar de reiterar a importância da inclusão de uma parcela de custos não controláveis (margem), não incluiu qualquer valor para esta componente dos Proveitos Permitidos da empresa, não se encontrando nos diversos documentos da Proposta qualquer justificação para este facto.
4. Acresce que a ausência de qualquer valor da componente de custos não controláveis, aliada ao facto de que, no atual período de regulação, a ERSE reduziu o peso da componente fixa de 50% para 25%, tende a colocar maior pressão à adaptação do Comercializador de Último Recurso num contexto de acentuada diminuição de atividade que se encontra associada ao forte decréscimo do número de clientes.
5. Num contexto de acentuada diminuição de atividade do Comercializador de Último Recurso, o CT questiona se a não inclusão de um valor para esta componente prejudica o necessário equilíbrio económico da empresa pelo que, o CT recomenda que a ERSE justifique a opção de aplicação de uma margem comercial nula, tomada na proposta tarifária.

II F - Tarifa social

1. A tarifa social de fornecimento de energia elétrica a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis foi criada pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, que visou alargar a base de aplicação da tarifa social e criar condições para que o desconto aplicado aos beneficiários fosse superior.
2. Este regime legal prevê a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, o qual é fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.
3. De acordo com regulamentação a publicar, o desconto correspondente à tarifa social a aplicar nas tarifas de eletricidade de 2016 deve corresponder a um valor que permita um desconto de 20% sobre

a. (Te'i,p-1 - Cep): Parcela que traduz o desfasamento entre a tarifa de energia implícita nas tarifas transitórias de venda a clientes finais no período anterior, por segmento de consumidores, e o custo médio previsto para aquisição de eletricidade pelo comercializador de último recurso grossista;

b. Yi,p : Parâmetro de controlo do fator de agravamento, por segmento de consumidores, definido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia;

o preço bruto do fornecimento de energia elétrica, excluído de IVA e demais impostos, contribuições e ou taxas aplicáveis.

4. O valor do desconto, no continente, em 2016, é cerca de 30,5 milhões de euros, representando um desconto de 20% face às tarifas de venda a clientes finais e um desconto de 30% face às tarifas de acesso às redes apresentando variações face a 2015, sendo que, os custos totais com a tarifa social, cujo montante é financiado em exclusivo pelos centros electroprodutores em regime ordinário na proporção da sua potência instalada, ascendem em 2016 a 39 milhões de euros, incluindo o valor do continente e das regiões autónomas.

5. O CT regista que, ainda assim, este segmento de consumidores em Portugal continental sofrerá um acréscimo na ordem dos 0,9% e, nas Regiões Autónomas, decréscimos de -2,2% na Região Autónoma dos Açores de -2,1% na Região Autónoma da Madeira.

6. O CT regista de forma positiva que, no cálculo da tarifa social de acesso às redes, o desconto seja aplicado no termo de potência contratada, à semelhança do efetuado em anos anteriores, obviando a possível distorção do sinal dado pelo preço de energia e potenciando uma utilização eficiente da energia elétrica.

7. O CT regista que no exercício tarifário de 2016 foi determinado um ajustamento provisório de t-1 para a aplicação da tarifa social no Continente e nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, que implicará uma devolução de cerca de 28,2 milhões de euros aos produtores em regime ordinário que financiaram este desconto no ano de 2015.

8. Adicionalmente, o CT solicita à ERSE que explicite e justifique o cálculo dos montantes da tarifa social quer no Continente quer, em especial, nas Regiões Autónomas.

9. Face ao valor expressivo do ajustamento, constata o CT que, apesar destas medidas mitigadoras de oscilações de preço junto deste segmento de consumidores tenham aplicação desde 2011, os índices de penetração são ainda pouco expressivos e que subsiste algum desconhecimento destes benefícios sociais por parte dos interessados, o que suscita ao CT dúvidas sobre a correta implementação, divulgação e alcance da tarifa social.

10. Para tal, o CT elencou no passado um conjunto de iniciativas a desenvolver tanto pelo regulador como pelo legislador e cujo desenvolvimento não vê plasmado na presente proposta, a saber:

    a. Avaliação "sobre caracterização do regime da tarifa social e sobre o seu financiamento", que deveria ter ocorrido em 2013 como estabelecido na lei;

    b. Apresentação de estudos sobre novas hipóteses de desoneração dos beneficiários de diversos encargos incluídas na fatura (contribuição áudio visual, redução IVA etc);

    c. Inclusão na proposta de tarifas e preços informação sobre o número de consumidores que estão abrangidos pela tarifa.

11. Para além das entidades responsáveis, os comercializadores de eletricidade têm o dever de divulgar informação sobre a existência e a aplicação da tarifa social junto dos respetivos clientes e pugnar pela efetiva e correta aplicação deste benefício aos consumidores elegíveis que o solicitem.

12. O CT regista as ações inspetivas conduzidas pela ERSE e a correção de certas práticas, bem como a melhoria na informação aos consumidores por parte dos comercializadores, constatando, também, o aumento dos beneficiários da tarifa social, para o que terá contribuído a inclusão de uma ficha contratual padronizada nas ofertas ao público.

13. Atento o número reduzido de consumidores que efetivamente beneficiam do regime face ao universo expectável e anunciado como elegível, o CT recomenda à ERSE que desenvolva, em articulação com os agentes do setor e com as associações de consumidores e municípios, medidas de

informação/divulgação sobre a tarifa social junto dos potenciais beneficiários da mesma, podendo envolver a participação ativa na informação serviços da Administração Pública, como o IGSS e a AT, nomeadamente, na correspondência que enviam ao utente/contribuinte.

II G – Preço dos outros serviços

1. Nos termos da regulamentação em vigor, em especial do previsto no Regulamento de Relações Comerciais, a ERSE deve incluir na proposta de tarifário os preços a aplicar aos serviços prestados pelas empresas reguladas referentes a: serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento; leitura extraordinária e quantia mínima a pagar em caso de mora.
2. O CT tem defendido o princípio que estes valores deveriam no caso dos preços regulados, permitir a recuperação dos custos dos serviços envolvidos na sua prestação, de modo a sinalizar uma adequada afetação e assunção dos respetivos valores pelos efetivos utilizadores.
3. Em regra, os serviços regulados correspondem a atuações solicitadas aos operadores de rede, que têm uma natureza individualizada, i.e., não correspondem a atuações sistémicas dos operadores.
4. O CT regista como positivo que a proposta do regulador para os preços destes serviços a vigorar para 2016 tem em linha de conta a promoção da aderência dos preços aos custos de prestação dos serviços regulados e, no caso particular do Continente, e beneficiou dos processos concorrenciais desenvolvidos pelo operador de rede onde se observam em AT, MT e BTE, reduções de preço na ordem dos 4,9% e em BTN, os preços reduções médias de 4,2%, com exceção do adicional para reposição urgente do fornecimento que observa um aumento de 5% (em linha de resto, com o processo de aderência dos preços aos custos de alguns serviços prestados aos clientes em BTN, limitando os aumentos anuais dos preços a 5%).
5. O CT regista igualmente como positiva a fundamentação do regulador para a atualização pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2016 (1,1%) nos casos em que as empresas não apresentaram justificação para a proposta de manutenção dos preços em vigor ou quando esta refere uma atualização por aplicação de um indexante de preço em vigor, como no caso das Regiões Autónomas.

II H - Qualidade de serviço

1. Sendo a qualidade de serviço do fornecimento de energia elétrica um elemento determinante do modelo de regulação vigente, o CT tem recorrentemente incentivado a aposta na melhoria da qualidade de serviço, técnica e comercial, como aspeto nuclear da avaliação do desempenho das empresas.
2. No que diz respeito à continuidade de serviço, regista o CT ter-se verificado uma melhoria na continuidade de serviço em todos os Operadores de Rede - ORT e ORD no Continente e OR na RAA e RAM, subsistindo incumprimentos que continuam a ser observados ao nível dos padrões gerais estabelecidos.
3. O CT congratula-se com o trabalho desenvolvido pela ERSE através do Grupo de Trabalho de Acompanhamento do Regulamento da Qualidade de Serviço - Setor Elétrico, constituído sob sua coordenação, com o objetivo de contribuir para o aprofundamento da regulação e regulamentação de matérias de qualidade de serviço e, evidencie-se, para uma maior consciencialização coletiva de que estamos perante uma responsabilidade de todos.

III

CONCLUSÕES

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 16 de novembro de 2015.

[Parecer integral digitalizado]: ver pg. 271 e ss.

◆ Resposta da ERSE ◆

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT), no dia 15 de outubro de 2015, a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016" e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 16 de novembro de 2015.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, o CA da ERSE aprova até 15 de dezembro de 2015 as tarifas e preços de energia elétrica para 2016.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016" e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

No presente documento apresentam-se os comentários do CA da ERSE aos comentários e recomendações constantes do parecer do CT.

I

GENERALIDADE

I A – Comunicação dos impactos tarifários

O exercício de comunicação de variações tarifárias requer algum esforço de simplificação, pela quantidade elevada de variações que podem ser comunicados e pela confusão que tal pode gerar. Deste modo, a ERSE tem optado por incluir no comunicado informação sobre as variações das únicas tarifas de venda a clientes finais que publica, as do comercializador de último recurso. Assim, tem-se considerado relevante fornecer informação, quer das variações tarifárias das tarifas transitórias de venda a clientes finais, quer das tarifas sociais de venda a clientes finais, quer do conjunto total dos clientes do comercializador de último recurso.

A ERSE não ignora que esta é uma informação que abrange cada vez menos consumidores, dada a crescente relevância no mercado liberalizado, mas receia que a comunicação das variações das tarifas de acesso às redes induza em erro os consumidores, por não ser essa a variação de preço que irão observar, uma vez que a sua fatura final depende quer das tarifas de acesso às redes, quer da componente de energia que é acordada livremente entre os consumidores e o seu comercializador de mercado.

Todavia, reconhecendo-se a pertinência dos comentários do CT procurar-se-á nos exercícios futuros de tarifas repensar as variações tarifárias a comunicar. Quanto ao exercício presente considera-se que as alterações ao comunicado devem ser minimizadas, sobre pena de se considerar que a decisão tem

alterações significativas quando comparada com a proposta submetida ao CT em outubro, o que não é o caso.

Por último, importa referir que na documentação que justifica e suporta a aprovação das tarifas é apresentada toda a informação que permite a todos os interessados ter informação adicional e reproduzir o processo de cálculo das tarifas conferindo robustez, credibilidade e transparência a todo o processo.

O CT sublinha também a omissão, no comunicado, de referências às TVCF nas Regiões Autónomas. As variações apresentadas no comunicado são variações médias em Portugal, incluindo Portugal continental e as Regiões Autónomas.

I B – Apresentação da proposta

O CA da ERSE toma boa nota do comentário efetuado pelo CT. Refira-se que a ERSE tem feito um esforço no sentido de apresentar de forma clara e transparente os documentos de divulgação das tarifas e preços para cada ano. Neste sentido, recentemente, a informação relativa ao cálculo dos proveitos permitidos e dos ajustamentos foi englobada num único documento visando facilitar a sua leitura e análise. Contudo, face à complexidade e dimensão da informação em que assenta o cálculo de proveitos e das tarifas, nem sempre é possível evidenciar todos os conteúdos, sob pena de tornar os documentos ainda mais extensos e complexos. Assim, a ERSE continuará a envidar esforços para tornar os documentos mais acessíveis sem, no entanto, perderem o conteúdo informativo e a transparência necessária à divulgação de toda a informação essencial ao processo de cálculo tarifário.

I C – Dívida tarifária e serviço da dívida

A ERSE acompanha, naturalmente, os aspetos associados à sustentabilidade de médio e longo prazo do Sistema Elétrico Nacional, designadamente as perspetivas de evolução da dívida tarifária. Contudo, a ERSE não assumiu ou fixou qualquer prazo para a eliminação desta dívida, dado que tal objetivo engloba matérias e decisões que estão fora das competências do regulador, designadamente as referentes a custos de interesse económico geral (CIEG). Ainda assim importa assinalar que, atendendo à monitorização da evolução da dívida tarifária, se preveja que a tendência de crescimento observada desde 2012 se inverta em 2016.

A ERSE remete uma eventual divulgação de informação adicional sobre a sustentabilidade do SEN para o Governo, por ser uma matéria que até à presente data foi tratada num contexto de adequação da política energética, designadamente durante o Programa de Assistência Financeira que terminou em 2014.

II

ESPECIALIDADE

II A – Estrutura tarifária do setor elétrico em 2016

A definição da estrutura tarifária é um dos aspetos mais importantes na definição de tarifas que transmitam sinais eficientes aos consumidores finais de energia elétrica e aos utilizadores das redes.

O CT no seu parecer à proposta de tarifas e preços para a energia elétrica em 2015 chamou a atenção para a importância de serem revistos os custos incrementais da rede de transporte. Em 2015 desenvolveram-se estudos no sentido de analisar a adequabilidade da estrutura tarifária vigente, tendo os resultados preliminares sido submetidos ao CT em conjunto com a proposta de tarifas para 2016, com o objetivo de garantir uma discussão transparente e fundamentada no futuro sobre esta matéria, em linha com o que tem vindo a ser solicitado pelo CT.

A ERSE irá prosseguir os estudos desenvolvidos procurando robustecer a análise efetuada, nomeadamente através da consideração de uma série de investimentos mais longa, de uma discussão mais aprofundada sobre a imputação dos investimentos ao consumo e sobre a imputação destes investimentos a troços comuns e troços periférico. Para tal a colaboração e participação do operador da rede de transporte na discussão dos pressupostos e na recolha de séries de investimento mais longas é de fundamental importância.

II B – Tarifas de acesso

A preocupação já anteriormente demonstrada pelo CT relativa ao peso dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema tem sido partilhada pelo CA da ERSE. Com o incremento da relevância destes custos no conjunto dos custos refletidos nas tarifas, o CA da ERSE procurou sensibilizar os diferentes agentes para os condicionamentos, a curto e médio prazo, dessa evolução nas tarifas de energia elétrica. Acresce que pela natureza destes custos, os seus impactes na evolução tarifária têm sido mais evidentes num cenário de retração da procura, como o que se tem verificado nos últimos anos.

A mitigação destes custos poderá, em conjunto com uma recuperação da procura de energia elétrica, permitir que a recuperação da dívida tarifária seja efetuada sem um aumento substancial das tarifas de acesso às redes. Neste sentido, o CA da ERSE tem manifestado e continuará a manifestar o seu apoio a todas as medidas desenvolvidas no sentido de mitigar ou diminuir a evolução destes custos que, na sua generalidade, não integram as áreas de competências regulatórias.

II C – Tarifas dinâmicas

O CT tem identificado a estrutura tarifária como um dos desafios que se coloca à regulação, tendo referido, entre outros, as tarifas dinâmicas. Este é um desafio que a ERSE abraçou, tendo incluído no Regulamento Tarifário uma disposição que prevê que a EDP Distribuição, a EDA e a EEM submetam à ERSE Planos para a implementação de projetos piloto de tarifas dinâmicas.

Trata-se de uma matéria complexa que implica a identificação de custos e benefícios associados à implementação de novas estruturas tarifárias, assim como o envolvimento e participação dos agentes do setor, nomeadamente do operador da rede de transporte, dos comercializadores, das empresas de serviços de energia e das associações de consumidores.

A EDA, a EEM e a EDP Distribuição solicitaram à ERSE o alargamento do prazo para a apresentação dos Planos de implementação e para o desenvolvimento dos projetos piloto. Tomando em consideração as razões apresentadas, assim como o benefício que resulta para os consumidores de energia elétrica, de uma discussão aprofundada, a ERSE decidiu prorrogar o prazo para a entrega dos Planos de implementação dos projetos piloto, de 31 de outubro de 2015 para 30 de junho de 2016.

Considerando que a participação dos vários interessados neste projeto se reveste de particular interesse para o sucesso do mesmo, importa vir a realizar um seminário de discussão e reflexão ainda durante a fase de elaboração do plano pelas várias empresas, de modo a nele integrar as várias perspetivas dos diversos interessados. Prevê-se que este seminário venha a ocorrer durante o primeiro trimestre de 2016.

Após a apresentação dos planos e sua aprovação pela ERSE iniciar-se-á a fase de implementação que se prolongará até 2017. Por último, importa destacar todo o empenho e trabalho já desenvolvido pelos operadores de redes sobre esta matéria.

II D – Tarifas transitórias

As tarifas transitórias, fixadas pela ERSE, são determinadas pela soma das tarifas de energia, pelas tarifas de comercialização e pelas tarifas de acesso às redes, acrescidas de um montante resultante da aplicação

de um fator de agravamento. A Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, estabeleceu o mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural. A Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, vem estabelecer que as disposições previstas na Portaria n.º 108-A/2015 são aplicáveis ao setor elétrico, com as devidas adaptações.

O CT manifesta a sua preocupação pelo facto da parcela (Te'i,p-1- Cep) poder dar sinal contrário ao objetivo subjacente à sua definição, recomendando um acompanhamento próximo da incidência do fator de agravamento.

Quanto a esta matéria, a Portaria n.º 108-A/2015, de 14 abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, estabelece no n.º 2 do artigo 2.º que a ERSE deve informar o membro do Governo responsável pela área da energia, até ao início do último mês do período p em curso, dos valores estimados para as diferentes componentes da tarifa transitória de venda a clientes finais para o período seguinte, que permitam a determinação do fator de agravamento para esse período.

O artigo 2.º-A da referida Portaria veio estabelecer regras de funcionamento automático do mecanismo de agravamento, destinadas à ERSE, para a definição do parâmetro ϒi,p, na ausência de publicação pelo Governo do referido parâmetro, nos seguintes termos:

- Permitir que a ERSE defina o parâmetro ϒi,p, assegurando que o fator de agravamento não seja negativo (n.º 2, do artigo 2.º-A);
- Permitir a manutenção dos preços das tarifas transitórias em vigor, nas situações em que não existam factos que justifiquem a sua alteração, assumindo ϒi,p um valor nulo (n.º 3, do artigo 2.º-A);
- Impedir que a não publicação do referido parâmetro, tanto pelo Governo como pela ERSE, resulte num fator de agravamento negativo, precavendo assim as situações de tarifa de energia implícita nas tarifas transitórias de venda a clientes finais inferiores ao custo de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso grossista (n.º 4, do artigo 2.º-A).

II E – CUR – Comercialização de Último Recurso

O processo de redução da atividade de comercialização de último recurso é um desafio importante para a EDP SU, obrigando-a a reorganizar a sua estrutura de custos de modo a fazer face à saída dos clientes para o mercado. Da mesma forma, o exercício regulatório em contexto de atividades sujeitas a redução acentuada da sua atividade revela-se um desafio para a ERSE, tendo que ser equacionados vários vetores, nomeadamente, i) a evolução observada dos custos não controláveis da EDP, SU associada à evolução do processo de redução da sua atividade, ii) a manutenção de um padrão regulatório exigente em termos de eficiência operacional e iii) a adaptação das metas regulatórias ao contexto perspetivado para a atividade de comercialização de último recurso.

Neste quadro, o CA da ERSE teve em linha de conta o parecer do Conselho Tarifário, pelo que foi introduzida uma componente de custos não controláveis nos proveitos permitidos da EDP SU para Tarifas 2016.

II F – Tarifa social

O CT solicita que a ERSE explicite e justifique o cálculo dos montantes da tarifa social suportados pelos produtores em regime ordinário, quer em Portugal continental, quer nas Regiões Autónomas. Face a esta solicitação foi incluída no ponto 4.10 do documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016", relativo à tarifa social, a referida informação. No quadro seguinte apresenta-se a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2016 e para o correspondente valor do desconto que será suportado pelos produtores em regime ordinário.

	Nº clientes beneficiários tarifa social	Desconto a suportar pelos Produtores (Mil €)
Portugal continental	500 000	30 476
RA Açores	10 311	666
RA Madeira	11 702	873

Face ao valor elevado do ajustamento provisório de t-1 o CT constata que os índices de penetração da tarifa social são ainda pouco expressivos, questionando a correta implementação, divulgação e alcance da tarifa social.

Sobre esta matéria importa referir que o número de consumidores com tarifa social aumentou significativamente em 2015. A ERSE elabora um relatório semestral sobre o universo de clientes finais que beneficiam da tarifa social, dirigido ao membro do Governo responsável pela área da energia. Conforme a informação enviada pela ERSE em novembro de 2015, o universo de clientes finais beneficiários da tarifa social ascendia, no final do terceiro trimestre de 2015 a cerca de 85 mil clientes.

	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	Variação trimestral T3_15/T4_14		Variação trimestral T3_15/T2_15	
Mercado Regulado	28253	24951	23066	21747	-6506	-23%	-1319	-6%
Mercado Livre	17458	23700	37037	62959	45501	261%	25922	70%
Total	**45711**	**48651**	**60103**	**84707**	38996	85,3%	24604	41%

Com base no relatório referido anteriormente, os membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia podem alterar os critérios para determinação da fórmula de cálculo do rendimento anual máximo, através de portaria conjunta. Em alternativa, a ERSE aplica uma atualização automática [124] do valor do rendimento anual máximo.

O valor do rendimento anual máximo foi inicialmente definido em 4 800 € [125], tendo a ERSE procedido à sua atualização em 1 de agosto de 2015. Uma vez que o número de beneficiários da tarifa social de eletricidade (cerca de 85 mil) se encontra, no final do terceiro trimestre, abaixo do objetivo estipulado em 500 mil titulares de contratos de fornecimento de energia elétrica, a ERSE procedeu novamente à atualização automática em 10% do limiar do Rendimento Anual Máximo, que passará a ser de 5 808 euros/ano a partir de 1 de janeiro de 2016. Neste contexto, prevê-se que o n.º de clientes com tarifa social continue a crescer.

No que concerne as medidas de informação/divulgação sobre a tarifa social, durante o ano transato decorreram campanhas de informação/divulgação sobre a tarifa social, nomeadamente pela Direção Geral de Energia e Geologia. A ERSE tem procurado celebrar protocolos e desenvolver ações de formação e informação junto de associações de consumidores, que incluem a divulgação de informação sobre a tarifa social. A ERSE está naturalmente disponível para, no âmbito das suas competências, prestar toda a colaboração necessária às entidades competentes, no sentido de melhorar o funcionamento da tarifa social.

[124] Segundo o n.º 9 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010 republicado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014.

[125] Decreto-Lei n.º 172/2014.

2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS

◆ Estudo sobre impactes no preço médio de mercado previstos nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei N.º 84/2013, de 25 de junho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [126]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT a documentação contendo o "Estudo sobre impactes no preço médio de mercado previstos nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho *"cabendo* ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

1. Decreto-Lei n.º 74/2013 de 4 de junho

1. Decreto-Lei n.º 74/2013 de 4 de junho estabelece o regime legal para a criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de custos de interesse económico geral (CIEG) da tarifa de Uso Global do Sistema. Este mecanismo visa *corrigir o desequilíbrio entre produtores de energia elétrica, originado por distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade, procurando evitar-se a repercussão desses desequilíbrios nomeadamente nos consumidores nacionais.*

2. Este diploma estabelece, também, que a ERSE deverá efetuar um estudo no final de cada semestre, ouvida a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), *sobre o impacte na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da UE e os seus efeitos redistributivos nas diversas rúbricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica.*

3. O artigo 4.º do referido diploma estabelece assim que a repartição de custos e os seus efeitos na determinação dos proveitos permitidos deve considerar o estudo elaborado no final de cada semestre pela ERSE, ouvida a DGEG.

4. Por outro lado, o art.º 4º número 2 do diploma, refere na elaboração do estudo deverá ser respeitado o calendário e demais trâmites incluindo o procedimento de consulta do CT, consagrados na Portaria 288/2013 de 20 de setembro.

2. Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro, - cf. art.º 4º nº 2 e cf. Art.º 5º, nº 4.

1. A Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro, consagra a regulamentação do procedimento de elaboração do referido estudo e o mecanismo de repartição de CIEG a suportar pelos produtores de energia em regime ordinário e outros produtores não enquadrados no regime de remuneração garantida, abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho.

[126] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.

2. A Portaria foi alterada pela Portaria 225/2015 de 30 de julho, que introduziu o conceito de evento extramercado interno ao sistema português e adotou o conceito de impactes líquidos de bombagem dos centros electroprodutores hídricos equipados com bombagem abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho.
3. Por outro lado, a Portaria 225/2015 de 30 de julho revogou o artigo 5º que consagrava a necessidade da ERSE submeter o estudo acompanhada da proposta *dos termos tarifários a aplicar à energia elétrica injetada na rede, à apreciação do Conselho Tarifário, para efeitos de emissão de parecer, no prazo fixado para o efeito no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.*
4. Nos termos do n.º 1 do artigo 48.º do DL n.º 97/2002, de 12 de abril (Estatutos da ERSE), na versão dada pelo DL n.º 84/2013, de 25 de junho, compete ao conselho tarifário emitir parecer, através das suas secções, sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços.
5. Assim, atento o estabelecido no n.º 1 do artigo 48.º do DL n.º 97/2002, de 12 de abril, em conjugação com o dispositivo do art.º 4º Decreto-Lei n.º 74/2013 de 4 de junho, entende o CT que deve pronunciar-se e dar parecer sobre o estudo *sub judice*, bem como sobre qualquer outro assunto que, direta ou indiretamente, tenha impacto nas tarifas.

II

ESPECIALIDADE

A. Estudo sobre impactes no preço médio de mercado previsto nos termos do Decreto-Lei nº. 74/2013, de 4 de junho - Proposta de Termos de Referência

Neste documento a ERSE procura consubstanciar uma proposta de termos de referência para o estudo que deve elaborar, os quais têm em consideração:

1. Os objetivos expressos no Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
2. A necessidade de efetuar uma explicitação de conteúdo e de procedimentos relativamente à preparação e submissão do mencionado estudo;
3. A integração dos efeitos do mecanismo de remuneração de capacidade e outras medidas de segurança de abastecimento na determinação dos efeitos objeto do estudo.

As propostas de "*Conteúdo do estudo a elaborar pela ERSE*" e "*Procedimentos de elaboração e de submissão do estudo*" merecem a concordância do CT, aguardando este Conselho a sua concretização no processo de fixação de Tarifas e Preços para 2019.

B. Nota justificativa sobre a avaliação dos impactes de eventos extramercado na formação do preço de mercado grossista da Eletricidade — Proposta de parâmetros para 2018

Este documento não constitui um estudo sobre a avaliação dos impactes de eventos extramercado na formação do preço de mercado grossista da Eletricidade, mas sim a justificação dos parâmetros agora estabelecidos, em resultado do Despacho nº. 7557-A/2017, de 25 de agosto, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia e enquadrado pelo Decreto-Lei nº. 74/2013, de 4 de junho.

Nesta conformidade o CT não dispõe de elementos para se pronunciar sobre o mesmo, constatando a fixação de:

1. Parâmetro associado ao evento extramercado externo ao SEM Pem^{UE}_{ts} = 4,75 €/MWh.
2. Parâmetro λ_{it} para 2018 =0

O estabelecimento destes parâmetros representa uma redução de 37% Pem^{UE}_{ts} anteriormente estabelecido (6,5€/MWh), e anula o λ_{it} para 2018, que se encontrava fixado em 1.

O CT destaca, neste particular, o impacte positivo destes parâmetros na fixação das Tarifas de 2018.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário concorda com a proposta de termos de referência apresentada pela ERSE.

Aprovado em 15 de novembro de 2017.

◆ Portaria que estabelece o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [127]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a " *Proposta de Portaria que Estabelece o Regime Equiparado ao das Tarifas Transitórias ou Reguladas* " solicitando ao CT a emissão urgente de parecer.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

1. A Lei 105/2017 de 30 de agosto, consagra a livre opção dos consumidores domésticos de eletricidade pelo regime de tarifas reguladas, procedendo à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março. Estabelece que os clientes com contratos em regime de preço livre podem optar por um regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, para fornecimento de eletricidade aos clientes finais de baixa tensão normal, durante o período em que aquele regime vigore.

2. Este regime suscita um conjunto alargado de questões e detalhes de implementação que importa clarificar, sendo regulamentado pela proposta de Portaria agora em análise por este CT, na sequência da solicitação do Conselho de Administração da ERSE, de parecer prévio à emissão do seu parecer, iniciativa esta que se saúda pelo carácter estruturante da definição desta opção para o setor e para os consumidores com acesso a este regime.

II

PROPOSTA DE PORTARIA

1. ENQUADRAMENTO

a. Como suprarreferido a Lei 105/2017, de 30 de agosto, indica expressamente no seu título que *"consagra a livre opção dos consumidores domésticos de eletricidade pelo regime de tarifas reguladas".* No entanto, a mesma indica no seu ponto n.º 1 do artigo 2.º-A, a sua aplicação a todos os clientes finais de Baixa Tensão Normal (BTN), sejam pessoas singulares ou coletivas.

b. Esta proposta de Portaria refere que os comercializadores em regime de mercado podem dispor de condições de preço equivalentes, por tipo de fornecimento e potência contratada, às TTVCF que são aprovadas pela ERSE. Entende o CT que a portaria deve ir mais além prevendo a possibilidade dos comercializadores disporem de preços equivalentes não só por tipo de fornecimento e potência contratada, como também por opções tarifárias.

[127] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.

2. ESPECIALIDADE

Artigo 3.º - EXERCICIO DO DIREITO DE OPÇÃO

a. Entende o CT que o n.º 1 do presente artigo da proposta de Portaria deverá plasmar o estatuído no Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, na redação aditada pelo nº1 do artigo 2-A, da Lei 105/2017, de 30 de agosto, designadamente consagrando que este regime de opção perdure pelo período em que vigorar o regime transitório das TTVCF.

b. O CT alerta para a necessidade de retificação da redação do n.º 1 do presente artigo, dada a omissão do verbo, que se presume ser "vigorará".

c. O CT também considera importante que seja esclarecido o n. º1 do presente artigo da proposta de Portaria, dado que a presente redação não é clara no que respeita ao impacto contratual de eventuais revisões das TTVCF, no âmbito do regime de preços equiparado.

d. Entende o CT que o prazo de dois dias úteis expressos no n.º 4 deste artigo é manifestamente diminuto, sugerindo-se o seu alargamento para prazo não inferior a 5 dias úteis.

e. Quanto ao nº 5 do mesmo artigo, o CT sugere que sirva como comprovativo para que o cliente possa celebrar contrato com o Comercializador de Ultimo Recurso (CUR), quer a resposta negativa do comercializador já prevista, quer a confirmação ou publicação de que não dispõe de oferta regulada, aplicando-se posteriormente o disposto no nº 6 do mesmo artigo.

f. Considera o CT que a presente redação é omissa no que respeita à situação de ausência ou atraso de resposta por parte do comercializador no prazo fixado, pelo que o CT propõe que o cliente adquira, nestas situações, a faculdade de contratação com o CUR.

g. Em relação ao n.º 6 deste artigo o CT recomenda que se clarifique no texto final o alcance da disposição que estabelece os encargos na mudança, nomeadamente nos contratos com cláusulas de fidelização previamente estabelecida como por exemplo no caso dos clientes empresariais onde existem contratos com preços e volumes garantidos.

h. Por último, e ainda no n.º 6 deste artigo, alerta-se para um lapso de escrita: quando se refere "cessão", deve referir-se "cessação" e ainda acrescentar faturação de consumos medidos e potência contratada medidos.

Artigo 5.º - TRANSPARÊNCIA E INFORMAÇÃO AO CLIENTE

a. Embora a ADENE tenha, no âmbito do Decreto-Lei n.º 38/2017, sido a entidade incumbida do exercício da atividade de operador logístico de mudança de comercializador, o CT entende que a Portaria deve fazer referência ao OLMC e não a uma entidade específica.

b. Nos termos do n.º 3 e n.º 4 deste artigo, impende sobre os comercializadores em regime de mercado a obrigação de colocarem nas faturas que são enviadas aos consumidores o valor da diferença entre o preço praticado em regime de mercado e aquele que se obtém aplicando a tarifa regulada, ficando a ADENE incumbida de proporcionar esta informação aos consumidores.

c. Entende o CT, que da leitura e interpretação da redação deste artigo não resulta claro:

- Sobre qual a entidade que deve efetuar o cálculo desta diferença: se os comercializadores em regime de mercado e/ou a ADENE;
- Se se trata de um cálculo real para aquele consumidor em particular, naquele período de faturação, ou apenas uma simulação para um caso-tipo;
- Qual a metodologia e os critérios para o cálculo do valor da diferença.

d. No n.º 3 considera o CT que deve ser clarificada se esta obrigação é aplicável apenas aos comercializadores que estejam disponíveis para oferecer o regime equiparado ao das TTVCF.

e. Relativamente à prestação de informação que é estabelecida no n.º 4, esta resulta claramente de uma das funções que foi atribuída ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC). Importa assim clarificar qual a informação a prestar e a quem incumbe prestar: se ao OLMC se aos comercializadores.

f. Ainda sobre este artigo, o CT entende que, para operacionalizar as comunicações referidas no n.º 3 e 4, deverá ser assegurado um prazo adequado para a preparação e adaptação dos sistemas quer do OLMC quer dos comercializadores.

III

RECOMENDAÇÕES

a. O CT recomenda que os comercializadores expressem junto da ERSE quais as situações para as quais dispõem de condições de preço equiparados às TTVCF.

b. O CT considera que compete à ERSE garantir a definição do modo de apresentação da informação, que permita a comparação entre a diversidade de ofertas em ML e as TTVCF, para tornar o mais comparáveis possível, situações de difícil comparação.

c. Tendo como princípio a garantia de condições equitativas entre o Mercado Livre (ML) e o Mercado Regulado (MR), o CT defende:

c.1. A TTVCF deve permitir recuperar todos os custos utilizando pressupostos adequados relativamente aos preços da energia, dos desvios e dos custos de comercialização, com a preocupação de minimizar ajustamentos posteriores.

c.2. As TTVCF em BTN sejam totalmente aditivas, por opção tarifária e escalão de potência contratada, tal como o CT tem defendido desde 2002.

c.3. Assim sendo o atual momento é especialmente pertinente para a sua aplicação.

c.4. O CT recomenda equilíbrio e adequação relativamente ao conjunto de obrigações que impenderão sobre os comercializadores, por forma a não inviabilizar a disponibilização pelos mesmos, de condições de preços equiparados ao das TTVCF.

c.5. O CT considera também que os comercializadores em ML deverão ter a faculdade de exercer o direito de oferecer ou não o regime de preços equiparados sempre que ocorram revisões das TTVCF.

c.6. O CT considera que a todos os clientes que optem pelo regime de preços equiparados às TTVCF se possa aplicar de forma adaptada a regra constante do número 10, do artigo 143º da subsecção II do atual RRC.

c.7. O CT entende ainda que, dado o carácter transitória do disposto na Lei, as eventuais alterações regulamentares a incorporar nos RRC e RT, devam ser contidas em anexo a estes regulamentos.

c.8. Contratos duais e Contratos com serviços adicionais

c.8.1. O CT considera que o direito de opção previsto no artigo 3 da proposta de portaria em apreciação deverá ter em conta a existência cada vez mais frequente no mercado livre de ofertas duais (eletricidade e gás natural) e de serviços adicionais (serviços facultativos prestados a título oneroso pelos comercializadores, associados ao fornecimento de energia elétrica, que não correspondem à prestação deste serviço público essencial).

c.8.2. Importa, no entendimento do CT, estabelecer, clara e expressamente, os efeitos do exercício do direito de opção por um regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas relativamente às situações em que exista a prestação de serviços duais ou adicionais.

c.8.3. Para o CT a prestação deste tipo de serviços não pode constituir obstáculo ao exercício do direito de opção dos consumidores pelo regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, previsto na lei. Nesse sentido, deverá ser explicitado, que do exercício do aludido direito, não podem resultar para os consumidores penalizações em virtude da existência de serviços duais ou adicionais, exceto a perda de eventuais benefícios associados às condições contratuais em vigor à data de exercício do direito de opção.

IV

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 15 de setembro de 2017.

◆ Alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico ◆ [Consulta Pública n.º 61]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [128]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a *"Proposta de alteração do regulamento tarifário do setor elétrico"*.

No período em que decorreu a elaboração do parecer foram realizadas:

- Uma apresentação das revisões regulamentares pela ERSE, nos dias 6 e 8 de junho;
- Uma audição pública no dia 22 de junho de 2017.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

O CT entende que a extensão e a complexidade da revisão regulamentar apresentada pela ERSE, que abrange todos os Regulamentos do Setor Elétrico, Regulamento de Acesso às Redes e Interligações, Regulamento de Operação das Redes, Regulamento das Relações Comerciais, Regulamento Tarifário, Regulamento da Qualidade de Serviço, (RARI, ROR, RRC, RT e RQS), bem como o Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor do Gás Natural (RQS) e o respetivo Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS), aconselharia a que o período de análise destes documentos por parte dos agentes do setor fosse mais lato de modo a permitir uma avaliação mais aprofundada sobre o seu impacto.

A apresentação simultânea das propostas de revisão dos diversos regulamentos do setor elétrico, RQS e respetivo MPQS num prazo mais alargado, permitiria a reflexão, estudo e ponderação mais aprofundada.

No âmbito da análise das propostas de revisão regulamentar, o CT identificou a necessidade de uma mais eficiente harmonização de alguns aspetos entre os diferentes regulamentos, que deve ser assegurada, aquando da sua consolidação final.

A. ENQUADRAMENTO DA 61ª CONSULTA PÚBLICA

1) A presente proposta de alteração do Regulamento Tarifário (RT) surge no âmbito da 61ª Consulta Pública promovida pela ERSE, a qual visa alterações a todos os regulamentos do setor elétrico e ao Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) do gás natural (GN).

2) As alterações regulamentares propostas pretendem responder aos seguintes objetivos, que são apresentados pela ERSE no documento de enquadramento:

a) Adaptação à legislação nacional, aos códigos de rede europeus e ao processo legislativo em curso na UE, com vista à construção da União para a Energia;

b) Aperfeiçoamento do quadro regulamentar para o mercado retalhista, fruto da experiência da supervisão do mercado liberalizado e da aplicação do regime sancionatório do setor energético;

[128] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

c) Uniformização de normas transversais ao setor elétrico e ao setor do gás natural;

d) Promoção da inovação e da participação ativa dos consumidores;

e) Estabilidade do quadro regulamentar e de expectativas dos operadores, agentes do mercado e consumidores;

f) Clarificação e sistematização dos regulamentos da ERSE.

3) Relativamente à necessidade de adaptação às alterações legislativas nacionais, destacam-se a criação do operador logístico de mudança de comercializador (OLMC), um novo regime de garantia de potência e a extensão do período de vigência das tarifas transitórias de venda a clientes finais até 2020.

4) Por outro lado, verifica-se a necessidade de integrar os regulamentos europeus na regulamentação nacional, nomeadamente os códigos de rede europeus.

5) Relativamente à necessidade de aperfeiçoamento do quadro regulamentar, justifica a ERSE que a maturidade do mercado liberalizado trouxe novas práticas, que merecem ser enquadradas na regulamentação.

6) Em virtude da proliferação de ofertas duais (propostas comerciais para fornecimentos de gás natural e de eletricidade num único contrato) a ERSE considerou que a harmonização da regulamentação da qualidade de serviço dos dois setores num único regulamento seria mais vantajosa, como tal, propondo para este efeito um RQS único para a eletricidade e para o gás natural.

7) São ainda apresentadas novas propostas, que incluem alterações proporcionadas pela inovação tecnológica e que visam um impacto positivo nos consumidores, tanto no domínio tarifário (com novas opções tarifárias), como no domínio comercial, tendo em vista a consideração das vantagens potencialmente trazidas pelos contadores inteligentes, e ainda no domínio da participação da procura nos mecanismos de gestão do sistema e das redes.

8) É também proposta a separação dos processos de revisão dos mecanismos de incentivo e respetivos parâmetros de regulação de proveitos das atividades reguladas, face às outras regras regulamentares da ERSE.

B. RECOMENDAÇÕES DO CT ANTERIORES À PROPOSTA DE REVISÃO DO RT

1) Uma vez que a revisão do RT já era antecipadamente mencionada nos pareceres do CT, cumpre recordar algumas das anteriores recomendações e sugestões, que agora relevam de especial importância.

2) Em primeiro lugar, considera o CT que a presente proposta de revisão do RT vai ao encontro de sugestões e recomendações efetuadas, tais como a: introdução de ciclo semanal em BTN nas RA, o alargamento do período regulatório e a introdução de tarifas dinâmicas.

3) A proposta de alargamento do período regulatório de três para quatro anos, com base no principio da estabilidade do quadro regulamentar, é uma medida naturalmente bem-recebida pelo CT, uma vez que já constava de recomendações anteriores.

4) O CT regista, que a recomendação anteriormente efetuada, relacionada com a presente revisão regulamentar, não foi acolhida, uma vez que tinha solicitado, que a presente proposta de revisão deveria ser acompanhada ou precedida de um balanço dos últimos dois períodos regulatórios. Entende o CT que este balanço auxiliaria o exercício de análise da fundamentação das alterações agora propostas.

5) No âmbito da necessidade de separação de procedimentos regulamentares, o CT tem sugerido a autonomização dos mecanismos e parâmetros num documento anexo ao RT do Setor Elétrico, o que contribuiria para um RT mais compreensível e simples de consultar, bem como simplificaria os processos de revisão dos mesmos.

6) O CT tem defendido, a necessidade de reavaliação da estrutura das Tarifas de Acesso às Redes (TAR), equacionando o peso das componentes de potência e energia e tendo em conta as receitas e custos do sistema.

7) O CT tem sustentado que o desconto da tarifa social deve incidir integralmente na potência contratada, de forma a encorajar a utilização eficiente de energia. No entanto, a presente proposta opta por um mecanismo de aplicação do desconto da tarifa social preferencialmente no termo de potência contratada, mas que pode passar a incidir também no termo de energia.

8) O CT tem entendido como essencial a conclusão dos processos de construção de uma estrutura tarifária totalmente aditiva e a uniformização tarifária com as RA.

9) Os aperfeiçoamentos e inovações tarifárias constantes da presente proposta poderiam beneficiar do processo de rollout dos contadores inteligentes. No entanto, o CT regista novamente, que a decisão de instalação destes equipamentos, no seguimento da demonstração da sua viabilidade económica, ainda não foi tomada. Assim, o CT reitera, que a ERSE diligencie, no âmbito das suas competências, uma tomada de posição sobre este assunto com a maior brevidade.

10) Por último o CT reitera, a recomendação anteriormente efetuada, relativa à necessidade de eliminar da fatura energética a cobrança de contribuições alheias ao Sistema Elétrico Nacional (SEN).

C. PROPOSTA DE REVISÃO DO RT

1) A ERSE apresenta na sua proposta de revisão do regulamento tarifário um número muito significativo de alterações e ajustamentos à estrutura tarifária, quer por iniciativa própria, quer por adequação à regulamentação europeia, quer ainda decorrentes de decisões de política energética de iniciativa do governo, conforme discriminado no ponto A.2.

2) Quanto à sua natureza, as alterações propostas podem agrupar-se em novas soluções propostas na sua quase totalidade inerentes a novas opções tarifárias, em alterações de carácter geral com incidência global no RT e em alterações das metodologias de determinação de custos, com impacto na estrutura tarifária.

C.1. ALTERAÇÕES DA ESTRUTURA TARIFÁRIA POR INCLUSÃO DE NOVAS SOLUÇÕES TARIFÁRIAS

1) As alterações seguidamente indicadas decorrem de estudos anteriores e de propostas apresentadas em pareceres anteriores do CT, pelo que merecem a concordância de princípio quanto à sua implementação:

i) Possibilidade de introdução de tarifas dinâmicas no acesso às redes em MAT, AT e MT, na sequência da implementação de 4 projetos-piloto e consequente análise benefício-custo dos resultados alcançados;

ii) Introdução de sazonalidade nos preços da energia ativa das tarifas de acesso às redes em BTE e nas tarifas de venda a clientes finais em BTE em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas;

iii) Aperfeiçoamento do cálculo da tarifa social de venda a clientes finais;

iv) Aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das tarifas de venda a clientes finais nas Regiões Autónomas;

v) Alteração da faturação da potência contratada para a iluminação pública com telecontagem.

2) As propostas de alteração a seguir elencadas merecem reservas por parte do CT:

i) Definição de tarifas de acesso para operadores da rede de distribuição exclusivamente em Baixa Tensão (ORD BT);

ii) Alteração da metodologia de remuneração da função de mudança de comercializador e sua repartição pelos diferentes níveis de tensão, por efeito da criação dum operador autónomo, designado por Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) de gás e eletricidade.

iii) Introdução de sazonalidade nas TAR e nas tarifas de venda a clientes finais em BTN, em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas.

C.2. ALTERAÇÕES DE CARÁCTER GERAL COM INCIDÊNCIA GLOBAL NO RT

Estas alterações de melhoria global genérica da funcionalidade da estrutura tarifária merecem, pela sua natureza, desde que convenientemente implementadas, a aprovação genérica do CT:

1) Alteração do período de vigência do RT de 3 para 4 anos, com objetivos de maior estabilidade e previsibilidade, vigorando o próximo período regulatório de 1 de janeiro de 2018 a 31 de dezembro de 2021;

2) Introdução do princípio de partilha dos ganhos e perdas entre empresas reguladas e consumidores, face aos resultados alcançados nas atividades sujeitas a regulação por incentivos;

3) Simplificação do RT para o tornar mais adaptável a alterações aplicáveis às fórmulas de cálculo, de modo a que não sendo viável garantir que se façam todas as alterações num dado momento temporal, a estrutura tarifária estabelecida seja suficientemente flexível para integrar as diferentes soluções previstas nas datas mais adequadas;

4) Auditorias elaboradas com o objetivo de que os auditores se responsabilizem de uma forma mais clara nas opiniões que emitem sobre informação económica e financeira enviada à ERSE.

C.3. ALTERAÇÃO DE METODOLOGIAS DE DETERMINAÇÃO DE CUSTOS, COM IMPACTO NA ESTRUTURA TARIFÁRIA

1) Este conjunto de propostas de alteração é apresentado pela ERSE na base de princípios e objetivos, pelo que o CT apenas as poderá analisar em termos conceptuais.

2) Assim, o CT apenas poderá avaliar o impacto tarifário destas possíveis alterações em sede da proposta de tarifas e preços e parâmetros para o próximo período regulatório, nomeadamente no que tange aos seguintes aspetos:

   i) Aplicação de uma metodologia de aceitação de custos totais, TOTEX, à atividade de distribuição de energia elétrica no continente, preferencialmente ao nível da BT;

   ii) Substituição do mecanismo de monitorização das taxas de rentabilidade pela introdução do princípio geral de que os custos sujeitos a metas de eficiência são definidos tendo em conta o desempenho das empresas reguladas;

   iii) Revisão do mecanismo de incentivo para a gestão otimizada dos CAE das centrais da Turbogás e Tejo Energia, aplicado ao Agente Comercial;

   iv) Criação de um incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos do operador da RNT que integrará o atual mecanismo de incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil (MEEFVU) revisto;

   v) Alargamento da regulação por incentivos à atividade de gestão global do sistema com aplicação de uma metodologia do tipo Revenue Cap aos custos de exploração;

vi) Aperfeiçoamento do incentivo ao investimento em redes inteligentes no Continente e alargamento às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira;

vii) Revisão do mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência.

D. NOTA ADICIONAL

O CT não pode deixar de refletir alguma estranheza pelo facto de as propostas de modificação do RT identificarem empresas específicas eventualmente por comodidade de referenciação dos temas. Sendo as atividades e não as empresas que são reguladas, deveria a sua menção cumprir com as definições constantes do quadro legal em vigor, permitindo objetivar melhor o destino das medidas que se propõem.

II

ESPECIALIDADE

A. ESTRUTURA TARIFÁRIA

A.1. INTRODUÇÃO DE SAZONALIDADE NOS PREÇOS DA ENERGIA ATIVA PARA CONSUMIDORES EM BTE

1) Atualmente o RT prevê que os preços de energia ativa apresentem diferenciação em períodos tarifários distintos para os níveis de tensão MAT, AT e MT, com possibilidade de diferenciação trimestral dos preços.

2) Para a BTE, o RT contempla a existência de 4 períodos tarifários sem qualquer diferenciação trimestral na energia ativa.

3) As alterações ora propostas visam introduzir diferenciação trimestral para os clientes em BTE, à semelhança do que acontece nos níveis de tensão superiores.

4) Estas alterações terão impacto na TAR e na TTVCF em Portugal Continental e na TVCF nas Regiões Autónomas, todas para os fornecimentos em BTE.

5) Pretender-se-á dessa forma promover a harmonização tarifária entre as opções tarifárias em BTE e as opções tarifárias em MAT, AT e MT.

6) Adicionalmente, esta alteração das tarifas em BTE permitirá uma melhor aderência dos preços das tarifas aos custos causados, com o objetivo de se promover a eficiência económica na utilização da energia e das redes de energia elétrica.

7) Estas alterações merecem, desde que conveniente e gradualmente implementadas, a aprovação genérica do CT.

A.2. APERFEIÇOAMENTO DO MECANISMO DE CONVERGÊNCIA DAS TVCF NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

1) A partir de 2003 as TVCF das regiões autónomas dos Açores e da Madeira passaram a ser fixadas pela ERSE, em resultado da extensão das suas competências de regulação às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o continente.

2) À luz da legislação do setor elétrico, o princípio da convergência tarifária deve assegurar que nas regiões autónomas os consumidores pagam preços de energia elétrica iguais aos preços pagos pelos consumidores no continente. Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada região autónoma, em seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento e, por fim, nos preços das diversas variáveis de faturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente.

3) Assim, o atual mecanismo de convergência tarifária, previsto no RT em vigor, estabelece na determinação das TVCF das RA as seguintes disposições:

i) As tarifas aditivas em Portugal continental (tarifas de referência que traduzem os preços eficientes expectáveis no mercado retalhista) como referencial de convergência das TVCF nos Açores e na Madeira, para a totalidade dos fornecimentos;

ii) Que o valor a recuperar pela aplicação das TVCF de cada RA não deve ser inferior ao que resulta da aplicação dos preços de venda a clientes finais em Portugal Continental, face às quantidades previstas em cada região autónoma.

4) Atendendo a que as estruturas de consumos no continente (estejam os consumidores em mercado livre ou em mercado regulado) e as estruturas de consumos de cada RA são distintas podem obter-se diferentes preços por termo tarifário e por tipo de fornecimento, que darão origem a preços médios globais diferentes em cada região.

5) Neste sentido, a proposta de RT em discussão pública, de modo a garantir uma maior harmonização entre as variações tarifárias das RA e de Portugal continental, propõe introduzir no atual mecanismo de convergência tarifária uma nova disposição que estabeleça que a determinação das TVCF das RA passem a garantir em simultâneo com a disposição (b) do ponto 3 "*uma variação tarifária harmonizada com a variação tarifária observada em Portugal continental*".

6) O CT entende a preocupação da ERSE relativamente a este tema, que atendendo à sua complexidade técnica não é de fácil compreensão sobretudo por parte dos consumidores. A dicotomia entre a convergência tarifária e a convergência na variação média dos preços finais é de difícil conjugação, pelas caraterísticas que cada região tem ao nível da base dos seus consumos.

7) Não obstante continue a defender o princípio da convergência tarifária, o CT espera que a incorporação desta nova norma não venha a constituir um constrangimento ao processo de uniformização tarifária que se pretende alcançar em todo o território nacional.

8) O CT sugere que a ERSE passe a publicar o acompanhamento das variações tarifárias reais, com o objetivo de aferir a consistência do mecanismo de convergência e a sua aderência aos dados estimados.

A.3. INTRODUÇÃO DE SAZONALIDADE NO SEGMENTO BTN NAS TAR, TTVCF EM PORTUGAL CONTINENTAL E TVCF NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

1) A ERSE apresenta a proposta de introdução de diferenciação trimestral em BTN, nas TAR, TTVCF e nas TVCF; esta sazonalidade tarifária verificar-se-á nas opções bi-horária e tri-horária em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas.

2) O CT considera que a medida proposta poderá ter como efeitos positivos a promoção da eficiência na utilização da energia elétrica, permitindo uma maior aproximação à função custo associada a estas opções tarifárias.

3) Os consumidores que adaptarem os seus comportamentos e hábitos de consumo poderão ver proporcionadas poupanças na sua fatura.

4) O CT considera que existem outras prioridades e desafios relativamente às opções tarifárias com variações horárias:

   i) Em primeiro lugar, é necessário ultrapassar a relativa inércia histórica dos consumidores em BTN na adesão às tarifas em função dos horários de utilização (nomeadamente bi-horárias e tri-horárias). Sendo atualmente a adesão dos consumidores a este tipo de tarifas da ordem dos 15%, deverá ser na procura de uma maior taxa de adesão que os ganhos para o sistema como um todo se farão sentir com maior expressão.

ii) A complexidade da atual opção tarifária pode dificultar a tomada de decisão por parte dos consumidores, que se poderá materializar numa menor adesão a tarifas em função dos horários de utilização.

iii) A simulação de opções tarifárias mais complexas requer que sejam utilizados dados reais de consumo, com periodicidade adequada.

iv) O CT considera que as alterações a introduzir trarão novos obstáculos aos consumidores que usufruem destas tarifas, uma vez que terão que adequar os seus perfis de consumos a alterações tarifárias trimestrais, exigindo-se assim um novo esforço por parte dos consumidores.

5) Assim, e dada a fraca adesão atual dos consumidores às tarifas bi-horárias e tri-horárias, o CT considera que o trabalho da ERSE deveria concentrar-se também na promoção deste tipo de tarifas junto dos consumidores, receando mesmo que a introdução da sazonalidade possa afastar os atuais clientes destas tarifas.

6) O CT considera também que deverá ser promovida uma menor subsidiação cruzada daquelas opções tarifárias em relação à que existe atualmente, preparando-se desta forma uma oferta futura, mais dinâmica, mas também mais próxima da real atividade de custos.

7) Por outro lado, e dada a falta de fundamentação da proposta, considera o CT que a presente medida apenas deveria ser posta em prática após um estudo de mercado que evidenciasse que os consumidores estão dispostos a estas alterações tarifárias e que aceitariam alterar os seus hábitos de consumo em conformidade.

8) O CT concorda que a aplicação de tarifas sazonais não deve ocorrer nas tarifas simples.

A.4. ESTUDO SOBRE A DISPONIBILIZAÇÃO DO CICLO SEMANAL EM BTN NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

1) A proposta da ERSE de introduzir o ciclo semanal nas Regiões Autónomas para fornecimentos em BTN era já uma recomendação do CT desde 2011. Assim, considera o CT pertinente que se assegure que esta proposta possa efetivar-se já no próximo ciclo regulatório.

2) Salienta-se neste contexto o que referiu o CT no seu anterior parecer relativamente a esta matéria:

   "Esta medida contribuirá para a uniformização dos tarifários de energia elétrica, cujo início se almejava para 2003 já no preâmbulo do Decreto-Lei 69/2002 de 25 de março, que promoveu a extensão das competências de regulação da ERSE às Regiões Autónomas: "...uma componente fundamental na prestação deste serviço público, o tarifário, não é independente do local de residência dos consumidores. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira o custo inerente à disponibilização da eletricidade é consideravelmente superior ao do continente donde resulta uma clara penalização para os cidadãos e agentes económicos residentes naquelas Regiões. Importa, pois, dentro do atual quadro jurídico-constitucional adotar as soluções conducentes à uniformização do tarifário, desejavelmente a partir de 1 de janeiro de 2003, ..."

3) Assim, o Conselho Tarifário considera que a introdução do ciclo semanal nas Regiões Autónomas para fornecimentos em BTN, sendo uma opção tarifária de adesão voluntária, deverá verificar-se já no próximo ciclo tarifário a iniciar em 2018.

A.5. OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

Considerando a inexistência atual de uma definição regulatória, clara e inequívoca, da atividade regulada de ORD exclusivamente em BT, e observando a possibilidade da constituição futura de novos agentes do setor nesta área, o CT defende que deveria ser estruturado um quadro normativo completo para esta atividade.

A.6. TARIFA DO OLMC

1) Considerando os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas, previstos no artigo 61º do diploma base do setor elétrico, e tendo em conta que a atividade do OLMC passa a ser executada por entidade diferente dos operadores das redes, conforme transitoriamente está definido, a criação de uma nova tarifa a introduzir no RT visa refletir de forma transparente a separação desta atividade da atividade de operação das redes.

2) Para que não sejam considerados em duplicado ou, noutras situações por omissão, O CT reitera o cuidado que deverá existir na separação das atividades e na identificação dos seus custos.

3) O CT considera essencial que o valor a recuperar através desta tarifa não seja superior ao que se verificou em média, nos últimos anos, para esta atividade.

4) O CT manifesta a sua preocupação pela incorporação de outros eventuais custos que poderão advir do alargamento das funções concedidas ao OLMC, e que atualmente não são desenvolvidas pelo ORD, ainda que estes custos possam não ser refletidos sob a forma de tarifa.

5) O diploma legal que aprovou o regime jurídico prevê que a tarifa do OLMC seja uma das formas de financiamento desta atividade. Neste contexto, é uma preocupação do CT saber qual é a afetação entre as diferentes formas de financiamento e os custos que se pretendem recuperar.

6) A ERSE, admitindo a natureza essencialmente fixa dos custos da atividade do OLMC, reconhece que a tarifa deste operador deveria apresentar uma estrutura monómia, composta por preços tarifários fixos (euros por mês). No entanto, propõe uma tarifa monómia, tendo como variável de faturação a energia ativa, considerando o CT mais adequada a recuperação destes custos através de uma componente tarifária fixa, tendo em conta a respetiva natureza.

7) Por outro lado, relativamente à tarifa de OLMC não é percetível nesta proposta o fluxo das receitas entre o ORD e o OLMC, uma vez que não se identifica uma tarifa a aplicar pelo OLMC ao ORD, solicitando-se a sua clarificação.

A.7. APERFEIÇOAMENTO DO CÁLCULO DA TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS (TS)

1) A proposta da ERSE prevê o alargamento da aplicação do mecanismo de mitigação das variações tarifárias já existente no cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais dos CUR ao cálculo das TS, com o objetivo de mitigar as variações tarifárias diferenciadas por termo tarifário na tarifa social de acesso às redes e na TS de venda a clientes finais.

2) Nestas circunstâncias, o desconto será determinado, por um lado, limitando-se acréscimos tarifários diferenciados por termo tarifário e por cliente na TS de venda a clientes finais dos CUR e, por outro lado, garantindo a incidência do desconto preferencialmente nos preços de potência contratada, de modo a promover-se a utilização racional de energia.

3) O CT recorda que este mecanismo de mitigação das variações da TS considerado na atual proposta de alteração regulamentar, já tinha sido aplicado nas tarifas de 2017, como referido pela ERSE no documento das tarifas deste ano: "*Todavia, à semelhança das tarifas transitórias de venda a clientes finais e de modo a proteger os interesses dos consumidores no que respeita a variações tarifárias diferenciadas é aplicado um mecanismo de limitação de impactes tarifários, não se permitindo que qualquer preço das tarifas sociais de venda a clientes finais do CUR aumentem mais do que 1,7%. Esta opção é assegurada tendo em consideração que a variação média das tarifas sociais de venda a clientes finais é de 1,2%*".

4) O CT considera que o mecanismo proposto (o termo preferencialmente utilizado no artigo 40º do RT) não vem potenciar a possibilidade do desconto da TS ser aplicado a 100% no termo de potência

contratada, situação que se considera, como já foi transmitido anteriormente, não ser aceitável tendo em vista a promoção da utilização eficiente da energia através do sinal de preço da energia elétrica.

5) A este respeito refere-se ainda que a aplicação de um desconto no termo de energia não seria necessária se a componente de potência contratada tivesse o valor adequado inerente ao alinhamento correto da estrutura das receitas das tarifas com os custos do sistema.

6) Com efeito, o peso da componente de potência contratada das tarifas de acesso em BTN, tal como anteriormente mencionado, representa apenas 25% do total das receitas da tarifa de acesso deste nível de tensão. Sendo a estrutura de custos dos acessos essencialmente fixa, não parece justificável o peso reduzido da componente de potência contratada das tarifas de acesso.

Neste contexto, o CT propõe a retirada do termo "preferencialmente" utilizado no artigo 40.º do RT (Tarifa social) bem como do mecanismo de limitação de variação do preço da potência contratada.

A.8. ALTERAÇÃO DA FATURAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA PARA A ILUMINAÇÃO PÚBLICA COM TELECONTAGEM

1) Sobre esta proposta de alteração da ERSE e considerando que:

   i) A quase totalidade das instalações de IP se encontram dotadas de contadores com telecontagem;

   ii) Ao ser fixada anualmente, a potência contratada não permite incorporar os ganhos resultantes da adoção crescente de novas tecnologias mais eficientes, como é o caso das armaduras led, as quais resultam em menor potência instalada por armadura de IP e em menor consumo.

2) O CT considera que:

   i) A potência contratada em IP, em todos os circuitos que disponham de telecontagem, deve ser calculada pelo valor da potência tomada no período de faturação;

   ii) Nas instalações de IP, com potência contratada em BTN, o valor da potência a faturar deve ser a do escalão que integra a potência tomada no período.

B. PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS

B.1. ALTERAÇÃO DO TEMPO DE DURAÇÃO DOS PERÍODOS REGULATÓRIOS PARA QUATRO ANOS

1) A ERSE propõe aumentar a duração dos Períodos Regulatórios de 3 para 4 anos, com revisão de parâmetros da BT ao fim de dois anos. A principal motivação apresentada pela ERSE prende-se com a necessidade de promover uma maior estabilidade e previsibilidade regulatória, onde as empresas poderão ter maior capacidade de se adaptarem às metodologias regulatórias que lhe são aplicadas.

2) A revisão dos parâmetros ao final de dois anos para a atividade de BT é justificada pela:

   a) No caso da atividade de Distribuição de energia elétrica:

      i) Introdução do TOTEX na BT que poderá levar à necessidade de recalibração de parâmetros;

      ii) Renovação das concessões em BT.

   b) No caso da atividade de Comercialização de energia elétrica:

      i) Necessidade de revisão de parâmetros mais regular, resultado da fixação do fim das tarifas transitórias em 31 dezembro 2020 e do "*phasing out*" da atividade de comercialização de energia elétrica

3) O CT concorda com o princípio da estabilidade regulatória subjacente à proposta de alargamento do período de duração para 4 anos.

4) Contudo o CT considera que a extensão dos períodos de regulação acompanhada da possibilidade de revisão dos parâmetros de regulação da BT e do CUR ao fim de 2 anos poderá anular os efeitos de estabilidade e previsibilidade associados ao prolongamento da duração do período de regulação, acrescentando assim um risco regulatório.

5) Neste sentido o CT sugere a manutenção da regulação na BT e só introduzir as alterações convenientes numa eventual revisão extraordinária aquando da definição do quadro regulatório das novas concessões, englobando a duração e o tipo de regulação das atividades reguladas.

B.2. SUBSTITUIÇÃO DO MECANISMO DE MONITORIZAÇÃO DAS TAXAS DE RENTABILIDADE

1) Em 26 de junho de 2014, no âmbito da 48.ª consulta pública sobre a revisão regulamentar do setor elétrico, a ERSE incluiu no RT a proposta de um mecanismo de controlo *ex-post* da rendibilidade dos ativos pretendendo com esta metodologia controlar parcialmente os impactes na rendibilidade das atividades com caraterísticas de concessões de serviço público decorrentes de efeitos com ou sem natureza regulatória.

2) O CT no seu parecer a esta revisão do RT em 2014, manifestou na altura preocupações com a introdução deste mecanismo, designadamente:

   a) por conter um ponderador não fundamentado economicamente;

   b) por a proposta ser omissa relativamente ao modo de implementação do mecanismo, remetendo para subregulamentação a definição e apreciação dos impactos da proposta;

   c) pela incerteza associada quanto aos eventuais ganhos ou perdas das empresas a transferir para os consumidores;

   d) por considerar complexa a operacionalização do mecanismo no que respeita à informação a tratar e a sua compatibilização com os prazos que as empresas dispõem para cumprir as suas obrigações contabilísticas.

3) O CT propôs na altura que a ERSE desconsiderasse a introdução do mecanismo até ser realizado um balanço do modelo de forma mais objetiva.

4) A ERSE, nos seus comentários ao parecer do CT justificou a introdução do mecanismo, mas optou por não o aplicar integralmente (tendo proposto um ponderador igual a zero), restringindo-o à monitorização da rentabilidade efetiva da empresa face à rentabilidade subjacente ao custo de capital definido para o período regulatório.

5) No âmbito da consulta pública em curso e com a nova proposta de revisão regulamentar do RT do Setor Elétrico, a ERSE propõe retirar o mecanismo de monitorização das taxas de rentabilidade, substituindo-o pela introdução de um princípio geral de que os custos sujeitos a metas de eficiência são definidos tendo em conta o desempenho das empresas reguladas.

6) O CT regista como positiva a introdução de um princípio geral de partilha dos ganhos/perdas entre empresas e consumidores e a sua contribuição para uma maior sujeição dos proveitos permitidos pelas empresas ao seu desempenho em diversas áreas (eficiência dos custos operacionais, planeamento e gestão otimizadas das infraestruturas, qualidade de serviço técnica e comercial, soluções tecnologicamente inovadoras,…) no sentido de alcançarem os objetivos que lhes foram previamente estabelecidos pelo regulador.

7) Adicionalmente, o CT considera que este princípio contribui para o aumento da confiança não só dos consumidores, como de todos os stakeholders do SEN, na medida em que os proveitos permitidos das empresas estarão, por um lado, acoplados à promoção do seu desempenho mais eficiente, mas também ao princípio de partilha de ganhos/perdas entre consumidores e empresas, aproximando assim os proveitos permitidos aos custos reais verificados.

8) No entanto, o CT considera que a partilha de ganhos/perdas entre empresas e consumidores deverá ser mais bem definida, designadamente quanto aos critérios de repartição e ao seu modo de aplicação.

9) O CT considera ainda que, paralelamente à introdução deste princípio, a ERSE deve continuar a privilegiar a regulação por incentivos, na medida em que esta forma de regulação tem demonstrado resultados positivos visíveis quer na diminuição dos custos das atividades reguladas, quer na melhoria da qualidade de serviço.

B.3. AUDITORIAS

1) As empresas reguladas devem apresentar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, os relatórios das contas reguladas referentes ao ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por atividade, acompanhados por um relatório de auditoria elaborado por uma empresa de auditoria, entidade independente, comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no RT e nas normas e metodologias complementares.

2) O CT reconhece a importância da certificação das contas reguladas por uma entidade externa independente a qual permite comprovar que a informação enviada se encontra de acordo com o estabelecido no RT e metodologias complementares.

3) O CT sugere que a ERSE assegure a aplicabilidade do proposto no ponto 2 do art.º 15 A, face às boas práticas das regras de auditoria em vigor no mercado.

B.4. REVISÃO DO MECANISMO DE INCENTIVO PARA A GESTÃO OTIMIZADA DOS CAE

1) O CT reconhece a necessidade do papel específico de gestão dos CAE ainda em vigor, tendo em conta as exigências no quadro do MIBEL pelo facto destas centrais não se terem associado em 2007 aos acordos de cessação dos CAE e por isso não aderiram aos CMEC. Estes CAE da Turbogás e da Tejo Energia mantém-se assim inalterados desde o momento da sua génese nos anos noventa.

2) O CAE da Turbogás, unidade que opera com gás natural, está sujeito a um contrato de *Take or Pay*, o qual obriga esta central a consumir um mínimo de gás estabelecido no contrato de abastecimento, em linha com a prática comercial que existia à data em que foram assinados.

3) A ERSE tem acompanhado as negociações entre a REN Trading e a Galp sobre os consumos mínimos de gás natural estipulados pelos Acordos de Gestão do Consumo, que têm resultado em revisões em baixa e/ou na sua flexibilização.

4) Segundo a ERSE, está correntemente a ser avaliada a possibilidade e viabilidade da REN Trading vir a gerir as quantidades de gás natural, para além da sua utilização em exclusivo na central da Turbogás para produção de eletricidade.

5) O CT regista que a ERSE apresenta esta hipótese em consulta pública enquanto está a decorrer o referido estudo o qual se irá pronunciar sobre:

   i) A validação de eventuais condicionantes jurídicas tendo em conta o contexto em que a REN Trading exerce a sua atividade;

   ii) Elementos mais objetivos sobre a viabilidade, circunstâncias e riscos para o seu exercício e para o SEN, nomeadamente sobre a gestão de risco de mercado do GN.

6) Em síntese, o CT está de acordo que se procure rentabilizar as receitas que possam advir das obrigações fixadas de consumos de gás natural associados aos contratos - "*take or pay*"-, através nomeadamente de uma nova atividade comercial por parte do Agente Comercial.

7) Assim, para além da ERSE acautelar devidamente a compatibilidade desta nova atividade face aos estatutos atuais da REN Trading, devem ser definidas, com clareza, as suas obrigações e responsabilidades, emergentes da exposição ao mercado de gás natural.

8) O CT entende ser aconselhável manter uma filosofia de regulação baseada em metas e incentivos partilhados, aguardando as conclusões do estudo que se encontra atualmente em curso.

B.5. INCENTIVOS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

1) É apresentada uma proposta genérica de criação de um incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos do operador da RNT que integrará o atual mecanismo de incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil (MEEFVU).

2) Desde 2009 que o operador da rede de transporte é sujeito a metodologias de regulação por incentivos, com vista à promoção de maior eficiência nos custos de investimento e nos custos de exploração aceites para efeitos regulatórios.

3) O CT regista a avaliação da ERSE sobre o efeito positivo do regime de incentivos em vigor nos custos e montante de ativos associados à atividade de transporte de energia.

4) Constata a ERSE que a partir de 2015, o valor das amortizações do exercício aproximou-se do valor do imobilizado transferido anualmente para exploração, resultando em alterações pouco significativas do imobilizado líquido remunerado.

5) Da mesma forma, a ERSE refere que para o atual nível de investimento na rede de transporte, existe uma redução do impacte das transferências para exploração na evolução do imobilizado líquido, reconhecendo-se o papel positivo do incentivo MEEFVU na contenção dos montantes de investimento desde a sua criação.

6) O CT regista positivamente os efeitos do quadro de incentivos em vigor e os resultados já obtidos em particular no nível de investimento, ficando na expetativa de uma melhor concretização e justificação do incentivo agora proposto para enquadrar o regime de investimento futuro em substituição de ativos e reforço ou crescimento da rede.

7) O CT reconhece como positivo o reforço do quadro de regulação por incentivos aplicável à atividade de transporte de energia elétrica, promovendo a adequação dos investimentos às necessidades reais do sistema e a sua concretização, incentivando a minimização do montante líquido do ativo em exploração.

8) Este objetivo será refletido, segundo a proposta da ERSE, na otimização da relação entre o valor do imobilizado bruto em exploração e do imobilizado líquido da rede de transporte. O CT reforça que esta otimização deverá, contudo, permitir o cumprimento das obrigações da concessão de serviço público atribuídas ao operador, assegurando as condições de segurança da rede e a qualidade de serviço que vier a ser determinada.

B.6. REVISÃO DO MECANISMO DE VALORIZAÇÃO DOS NOVOS INVESTIMENTOS DA RNT A CUSTOS DE REFERÊNCIA

1) O CT regista o efeito positivo que o mecanismo de custos de referência em vigor tem tido na eficiência dos custos de investimento do operador da rede de transporte, pelo que considera positiva a sua manutenção e identificação autónoma na base de ativos com ou sem incentivo, como proposto pela ERSE.

2) O CT reconhece que estando o mecanismo de custos de referência na rede de transporte em funcionamento desde 2009, a sua atualização e eventual revisão é positiva, em particular porque

constitui um conjunto de custos normalizados que são ferramenta fundamental na avaliação dos custos de investimento e no enquadramento de valorização dos investimentos futuros.

3) O quadro rígido em que este mecanismo acabou por ser desenvolvido e a sua perspetiva histórica, limitam, contudo, a sua utilização num quadro em que a inovação deve ser igualmente incentivada. Assim o CT recomenda que com a revisão do mecanismo de custos de referência seja explicitamente incorporado um mecanismo complementar para acomodar alterações positivas e ações inovadoras que se pretendem incentivar.

B.7. ALARGAMENTO DA REGULAÇÃO POR INCENTIVOS À ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

1) Na atividade de Gestão Global do Sistema os custos de exploração não têm sido abrangidos por qualquer meta de eficiência devido à sua natureza e criticidade, não sendo igualmente um contributo de peso no SEN.

2) Os motivos que conduzem agora ao alargamento da regulação por incentivos à atividade de Gestão Global do Sistema decorrem segundo a ERSE do facto de esta atividade ser desenvolvida no seio de um grupo empresarial regulado, cujas restantes atividades são sujeitas à aplicação de metas de eficiência, considerando que existe um risco de custos de umas atividades serem assimilados por outras.

3) A ERSE propõe a aplicação de uma regulação do tipo *revenue cap* aos custos de exploração que resultam da faturação entre empresas do mesmo grupo empresarial associados à atividade de Gestão Global do Sistema. A repartição destes custos, por atividade, resulta de critérios pré-definidos, auditáveis e aceites pela ERSE desde 1999.

4) O CT sublinha ainda que o alargamento da imposição de metas de eficiência à atividade de Gestão Global do Sistema caso ocorra deverá ter em conta a importância desta atividade para a gestão do SEN. O caráter abrangente e casuístico desta atividade dificulta a identificação de indutores de custo, justificando, por isso, a associação dos custos da atividade a uma estrutura fixa.

B.8. MODELO DE REGULAÇÃO, TOTEX, NA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT NO CONTINENTE

Sem prejuízo do entendimento do CT explicitado no ponto B1 da Especialidade, o CT considera que a ERSE deve ter em conta as seguintes observações ao definir o novo quadro regulatório para a BT:

1) A ERSE propõe aplicar uma metodologia de regulação económica por incentivos no TOTEX para a atividade de distribuição de energia em BT, "*que corresponderá, na prática, a aplicar para o período de regulação metas de eficiência num conjunto de custos (base de custos) da empresa, que incorpora custos com capital e custos de exploração. Os custos considerados não controláveis pelas empresas, tais como as rendas de concessão, não fazem parte da base de custos.*"

2) Refere ainda a ERSE que "*uma regulação por incentivos que incida no TOTEX e que seja apenas focada no controlo dos custos poderá desincentivar o investimento*".

3) O CT considera que apesar de compreender os argumentos da ERSE, o timing de aplicação desta metodologia não parece o ideal, uma vez que surge numa altura em que o investimento em BT está a aumentar (devido à instalação de contadores inteligentes e à instalação da tecnologia Led na iluminação pública), enquanto o investimento em AT/MT está a diminuir, perspetivando-se uma evolução estável do investimento total.

4) Contudo, sugerem-se duas medidas que pretendem endereçar as particularidades identificadas:

   i) Excluir do TOTEX os investimentos relacionados com a instalação de contadores inteligentes e instalação da tecnologia Led na iluminação pública, enquadrando-os num programa autónomo;

ii) Excluir do TOTEX a base de ativos históricos da empresa, limitando-se a aplicação deste modelo aos novos investimentos (com o objetivo de evitar regulação retroativa para investimentos já realizados).

5) Por último, o CT gostaria ainda de realçar que a implementação deste modelo tem inerente um ajuste ao custo de capital da atividade em conformidade com a exposição a indutores.

B.9. INCENTIVO AO INVESTIMENTO EM REDES INTELIGENTES NO CONTINENTE E REGIÕES AUTÓNOMAS

1) O CT regista que o incentivo à inovação não tem grande significado económico e, é dotado de formulação e monitorização "complexa".

2) Assim, as simplificações consideradas na proposta de RT são, sem dúvida, positivas.

3) O CT admite como vantajoso que se simplifique ainda mais o incentivo de forma a potenciar a inovação nos ORD com ganhos para consumidores e empresas.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 3 de julho de 2017.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Alteração do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço ◆ [Consulta Pública n.º 61]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [129].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

OO Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "Proposta de alteração do regulamento da qualidade de serviço do sector elétrico" e "Proposta de alteração do manual de procedimentos da qualidade de serviço" (MPQS).

No período em que decorreu a elaboração do parecer foram realizadas:

- Uma apresentação pela ERSE das revisões regulamentares, nos dias 6 e 8 de junho;
- Uma audição Pública no dia 22 de junho de 2017.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

A. ENQUADRAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

1) A qualidade de serviço prestada pelos operadores das redes elétricas e pelos comercializadores de eletricidade aos clientes envolve assuntos como cortes de energia elétrica, a qualidade da energia fornecida ou a qualidade da interação com os clientes.

2) A qualidade de serviço divide-se em:

   a) Qualidade de serviço técnica, que inclui a continuidade de serviço e a qualidade da energia elétrica

   b) Qualidade de serviço comercial

3) A regulação da qualidade de serviço é definida através do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) e do Regulamento Tarifário (RT).

4) O RQS estabelece regras que definem, e procuram garantir, um nível mínimo da qualidade de serviço prestada aos clientes, nomeadamente através de disposições relativas a:

   a) Competências, responsabilidades e obrigações das entidades envolvidas

   b) Indicadores e padrões de qualidade de serviço

   c) Compensações a pagar quando os indicadores individuais não são cumpridos

   d) Clientes com necessidades especiais e clientes prioritários

5) O RT define um incentivo à melhoria da qualidade do serviço prestado pelo operador das redes de alta e média tensão.

[129] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

A.1. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

A qualidade de serviço de natureza técnica no setor elétrico é caracterizada de acordo com os seguintes aspetos:

1) CONTINUIDADE DE SERVIÇO - associada à fiabilidade do fornecimento da energia elétrica, sendo avaliada através do número e duração das interrupções de fornecimento.

   a) A continuidade de serviço caracteriza e avalia as situações em que se verifica a interrupção de fornecimento de energia elétrica aos pontos de entrega de uma rede, sejam clientes ou ligações a outras redes, como é o caso da ligação da rede de transporte à rede de distribuição. Estas interrupções de fornecimento podem ser do tipo previsto ou acidental.

   b) No RQS estão estabelecidos indicadores e padrões anuais associados ao número e à duração das interrupções, bem como ao seu impacto.

   c) Os indicadores de continuidade de serviço são gerais se se referirem à totalidade de um sistema, a um conjunto de clientes ou a uma zona geográfica.

Indicador Geral	Aplicação			
	Transporte	Distribuição		
		AT(*)	MT	BT
ENF (energia não fornecida)	√			
TIE (tempo de interrupção equivalente)	√			
END (energia não distribuída)			√	
TIEPI (tempo de interrupção equivalente da potência instalada)			√	
SAIFI (frequência média de interrupções longas)	√	√	√	√
SAIDI (duração média das interrupções longas)	√	√	√	√
SARI (tempo médio de reposição de serviço do sistema)	√			
MAIFI (frequência média de interrupções breves)	√	√	√	

(*) apenas se aplica às redes de AT de Portugal continental.

   d) Os indicadores individuais que caracterizam e avaliam a continuidade de serviço em cada um dos pontos de entrega são os seguintes:

      i) Frequência das interrupções: número acumulado de interrupções sentidas na instalação de cada cliente em cada ano.

      ii) Duração total das interrupções: duração acumulada das interrupções sentidas na instalação de cada cliente em cada ano.

2) QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA - associada às caraterísticas da forma da onda da tensão alternada, através da evolução dos seus valores de frequência, amplitude, distorção harmónica, desequilíbrio e outros.

   a) Os consumidores de energia elétrica fornecidos a partir das redes de transporte e de distribuição têm à sua disposição uma tensão alternada sinusoidal com frequência e amplitude que se deverão manter razoavelmente constantes ao longo do tempo, em condições normais de exploração. No entanto, durante a operação e exploração das redes de energia elétrica existe um conjunto de fatores indutores de alterações nas caraterísticas nominais da onda de tensão

e que, consequentemente, afetam o normal funcionamento de instalações e equipamentos e impactam no seu tempo de vida útil.

b) Os fenómenos responsáveis pelas alterações às caraterísticas nominais da onda de tensão podem ter origem na própria rede, nos produtores de energia, em instalações de clientes (tipicamente clientes industriais) e ainda nas interligações com outras redes.

c) A melhoria da qualidade da onda de tensão implica custos que, a partir de um determinado nível, se configuram desproporcionados para a generalidade dos consumidores. Assim, não é economicamente viável conceber uma rede totalmente isenta de perturbações da onda de tensão.

d) Neste sentido, tem-se fomentado em Portugal uma filosofia de partilha de responsabilidade entre os operadores das redes e os clientes mais sensíveis às variações da qualidade da onda de tensão: os operadores são responsáveis por um nível de qualidade que satisfaça a generalidade dos clientes e os clientes mais sensíveis à qualidade da onda de tensão são responsáveis por imunizar as suas próprias instalações.

e) Com o objetivo de verificar se a qualidade da onda de tensão nos pontos de entrega respeita os limites estabelecidos, os operadores das redes de transporte e de distribuição devem monitorizar as seguintes caraterísticas da tensão:

- ✓ Frequência;
- ✓ Valor eficaz da tensão;
- ✓ Cavas de tensão;
- ✓ Sobretensões (swells);
- ✓ Tremulação (flicker);
- ✓ Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- ✓ Distorção harmónica.

A.2. QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

A qualidade de serviço comercial prestada pelos operadores das redes elétricas e pelos comercializadores aos clientes abrange uma série de temas como a rapidez de atendimento, a resposta a solicitações diversas, a leitura de contadores ou a avaliação da satisfação dos clientes.

1) INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

Para avaliar a qualidade de serviço comercial são utilizados dois tipos de indicadores ou medidas: gerais e individuais, definidos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).

a) INDICADORES GERAIS

Os indicadores gerais procuram caracterizar o desempenho das empresas para o conjunto dos seus clientes. Podem ser definidos níveis mínimos de qualidade (padrões) para cada indicador geral, por exemplo: pelo menos 85% dos atendimentos telefónicos para comunicação de avarias devem ter um tempo de espera não superior a 60 segundos.

b) INDICADORES INDIVIDUAIS

Os indicadores individuais garantem a cada cliente um nível mínimo (padrão) de qualidade de serviço, para os temas a que se aplicarem. Se a empresa não cumprir o nível mínimo deverá pagar uma compensação ao cliente. Em alguns temas, se o cliente não cumprir deverá pagar uma compensação à empresa.

A.3. GRUPO DE ACOMPANHAMENTO DO RQS

a) O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) do setor elétrico, em vigor desde 1 de janeiro de 2014, estabelece no artigo 69.º a constituição do grupo de acompanhamento do RQS.

b) O objetivo fundamental deste grupo é contribuir para o aprofundamento da regulação e regulamentação de matérias de qualidade de serviço.

c) Este grupo tem como competências:

- ✓ O acompanhamento das disposições estabelecidas no RQS e nas normas complementares, nomeadamente no Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço;
- ✓ A recolha de contributos para futuros processos de revisão regulamentar;
- ✓ A harmonização das práticas adotadas pelas diferentes entidades.

B. RECOMENDAÇÕES DO CT E DO GRUPO DE TRABALHO

a) A qualidade de serviço do fornecimento de energia elétrica em Portugal Continental e nas RA, nas vertentes técnica (continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão) e comercial, constitui um instrumento essencial do modelo de regulação vigente, assente na proteção e promoção dos direitos e interesses dos consumidores.

b) A atual proposta visa primordialmente responder a uma necessidade de harmonização de regulamentação da QS, criada pela crescente oferta dual no mercado.

c) Naturalmente, que existem matérias que permitem a sua harmonização, tais como o atendimento presencial ou a resposta a reclamações, mas deve ser separado e regulado autonomamente a matéria respeitante às caraterísticas especificas da qualidade de serviço técnica de cada setor.

d) No último relatório de Qualidade de Serviço publicado pela ERSE, referente ao ano de 2015, e ressalvando-se que até ao presente momento se desconhece a avaliação da qualidade de serviço referente a 2016, é apresentada uma melhoria a todos os níveis, nomeadamente a continuidade de serviço - diminuição de frequência e de duração de interrupções - qualidade de energia (onda de tensão), e até uma melhoria relativamente a cavas ou quebras de tensão.

e) Dado que nos últimos anos se tem assistido a melhorias sucessivas da QS, o CT tem alertado para a natureza finita deste progresso, tendo recomendado anteriormente, que os progressos cada vez mais difíceis deverão ser mais bem premiados. Por outro lado, deveriam ser premiadas apenas as melhorias resultantes de causas estruturais, deixando de fora desta análise as alterações de desempenho que advenham da menor ocorrência de causas fortuitas.

f) Constata o CT que a presente proposta procura responder a uma das conclusões das reuniões do Grupo de Acompanhamento da QS, que respeita à criação de ilhas de qualidade de serviço no âmbito da iniciativa Selo Qualidade e+.

g) Outra das situações que foi objeto de análise no grupo de acompanhamento da qualidade de serviço, respeita aos parâmetros da qualidade de serviço, tendo a ERSE Solicitado estudos nesta matéria, aguardando-se que sejam tomadas as medidas de enquadramento que decorrem das conclusões desses estudos, com os ajustes dos respetivos procedimentos que se revelarem necessários.

h) No que respeita à qualidade de serviço comercial, mais concretamente aos indicadores gerais verificou-se, na globalidade, a continuação de um bom desempenho, sendo que, relativamente aos indicadores individuais, no segundo ano de alargamento de obrigações aos comercializadores verifica-se uma melhoria no desempenho e reporte das empresas face a 2014, registando-se, porém, um elevado número de incumprimentos e pagamentos tardios ou falta de pagamento das compensações devidas.

i) De notar que o Relatório da QS referente ao ano de 2016 ainda não foi publicado, pelo que, tendo em consideração que 2014 foi o primeiro ano em que se concretizaram alterações significativas nos critérios de análise aos indicadores da qualidade de serviço comercial, não é possível, na maior parte das matérias, fazer uma comparação histórica com anos anteriores.

j) Assim, o CT recebe com agrado as alterações que visam reforçar e corrigir as irregularidades detetadas na avaliação da QS, e que revelam uma continuada preocupação da ERSE relativamente a esta matéria.

C. OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR (OLMC)

a) Nos termos Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que alocou as responsabilidades da Gestão do Processo de Mudança de Comercializador à ADENE, quer para o SEN, quer para o SNGN, a ERSE deve "*elaborar e aprovar mecanismos e procedimentos de mudança de comercializador, bem como a sua monitorização e supervisão de aplicação*".

b) A ERSE deverá, nos termos das suas competências, monitorizar as alterações que estão em curso relativamente à atividade e constituição de OLMC, tendo em conta o vasto conjunto de funções que foram atribuídos a este operador, nos termos do Art.º 3º do mesmo diploma, e que podem impactar direta ou indiretamente com a catual proposta de RQS.

c) Dada a relevância desta alteração legislativa e a necessidade de garantir uma transição adequada do modelo atual, em que estes serviços são prestados pela REN-Gasodutos (SNGN) e EDP-Distribuição (SEN), o CT sugere à ERSE avançar com as necessárias propostas quanto ao *modus operandi,* que deveriam ser objeto de Consulta Pública, de modo a permitir o cumprimento dos calendários desejados.

d) O CT alerta também para a necessidade da atividade de OLMC não vir a ser disruptiva quanto à forma e conteúdo da informação relativa à mudança dos clientes em mercado, tendo em conta os elevados custos que poderão existir se as opções tomadas em matéria de fluxos de informação forem substancialmente diferentes das atuais.

e) Relativamente ao conjunto de novas atividades que o OLMC irá desempenhar, o CT recomenda que seja garantido um período de adaptação a todos os agentes, que necessitem de interagir com o OLMC de forma automática através de sistemas de informação, sob pena dos aspetos relevantes da qualidade do serviço comercial não serem integralmente cumpridos.

f) Recomenda também o CT, e tendo em conta o acima exposto, que o tema da mudança de comercializador continue a ser aprofundado no RQS, uma vez que a monitorização desta atividade é fundamental.

D. RQS COMUM AOS SSE E SGN

a) Tendo em conta a evolução que se tem verificado quer no mercado elétrico quer no mercado de gás natural e a constatação de que as ofertas no mercado liberalizado tendem a ser duais com maior frequência, é aceitável que para serviços semelhantes sejam definidos, para todos os agentes envolvidos, direitos e obrigações alinhados com esta realidade.

b) Acresce que, a opção veiculada pela ERSE de unificar num único instrumento jurídico os princípios e normas que devem enquadrar a Qualidade de Serviço da Eletricidade e do Gás Natural, promove uma maior acessibilidade por parte de todos os agentes interessados ao quadro normativo aplicável, e nessa medida o CT valoriza esta opção.

c) No entanto, sem prejuízo dos pontos anteriores, considera o CT que a ERSE deverá procurar uma melhor sistematização do documento, no sentido de lhe conferir uma maior coerência e objetividade, nomeadamente estabelecendo um capítulo geral aplicável a ambos os setores, capítulos dedicados a

cada um dos setores com as respetivas especificidades e um capítulo final com as disposições finais e transitórias.

d) Observadas estas considerações e sugestões, o CT entende que o enquadramento normativo aplicável à qualidade de serviço nestes setores, fica mais robusto e adequado face aos interesses em presença.

II

ESPECIALIDADE

A QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA DAS REDES

A.1. QUALIDADE DE SERVIÇO NA REDE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

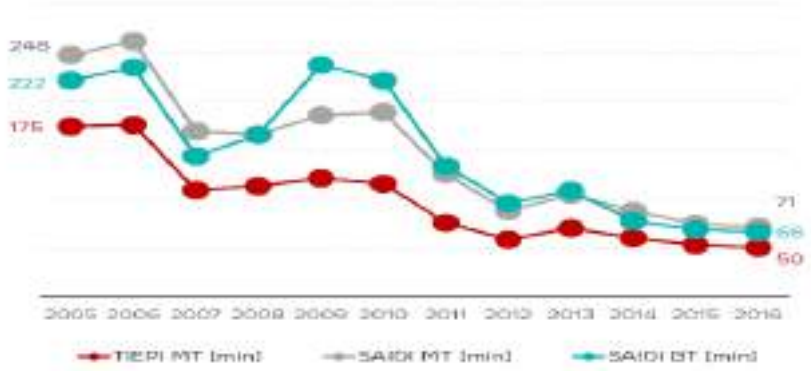
a) O CT regista a boa qualidade de serviço da rede de transporte cuja avaliação se encontra suportada na monitorização em permanência em todos os seus pontos de entrega. Conforme refere a ERSE no Relatório de QS de 2015, "*o reduzido número de interrupções que se tem registado nos PdE da rede de transporte é demonstrativo do nível de fiabilidade desta rede*"

b) A natural degradação dos equipamentos, considerando que uma parte significativa do equipamento está em fim de vida útil, e o esforço de minimização de custos de manutenção deve ser ponderado no quadro das medidas adotadas pela ERSE de forma a não comprometer os níveis atuais de QS.

A.2. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE PORTUGAL CONTINENTAL

Na observação que tem mantido sobre a qualidade de serviço prestado pelas empresas reguladas o CT tem, em diversos momentos e em vários pareceres, manifestado a sua congratulação pela evolução muito positiva que tem sido conseguida ao longo dos anos no âmbito da qualidade de serviço técnico.

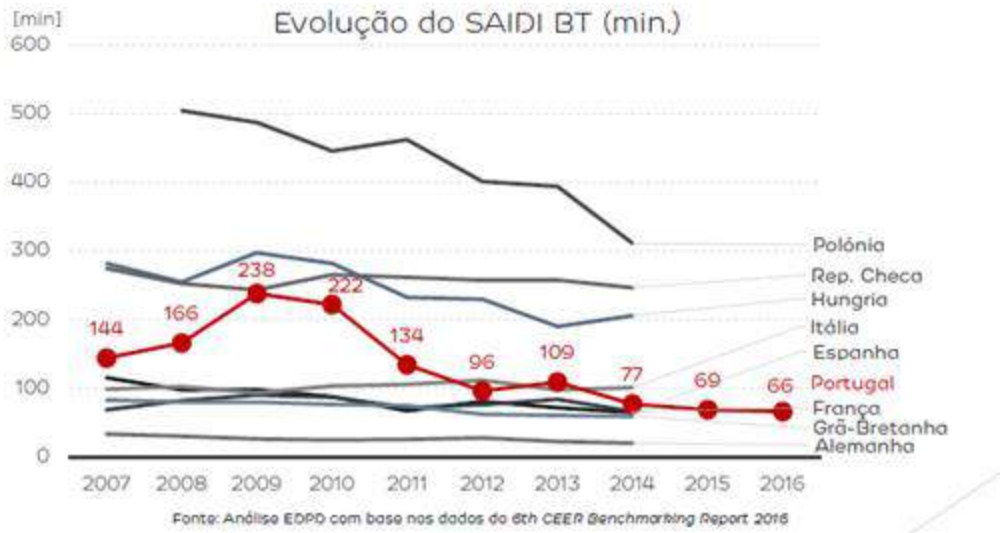
a) Nos gráficos que a seguir se apresentam espelha-se a evolução dos principais indicadores da qualidade de serviço técnico: TIE, SAIDI (MT e BT) e SAIFI (MT e BT).

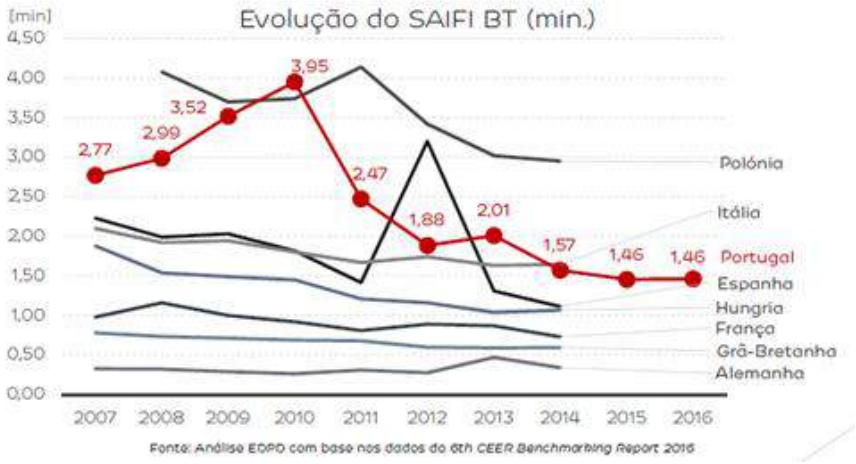


Fonte: Análise EDPD com base nos dados do 6th CEER Benchmarking Report 2016

b) Assinala-se que os 50 minutos de TIE registados no final de 2016 é o mais baixo valor de sempre deste indicador.

c) Observada esta envolvente, o CT procurou relevar a evolução dos principais padrões da qualidade de serviço técnica, em consonância com os benchmarkings disponíveis, de forma a melhor aquilatar da realidade nacional em relação a outros países europeus.

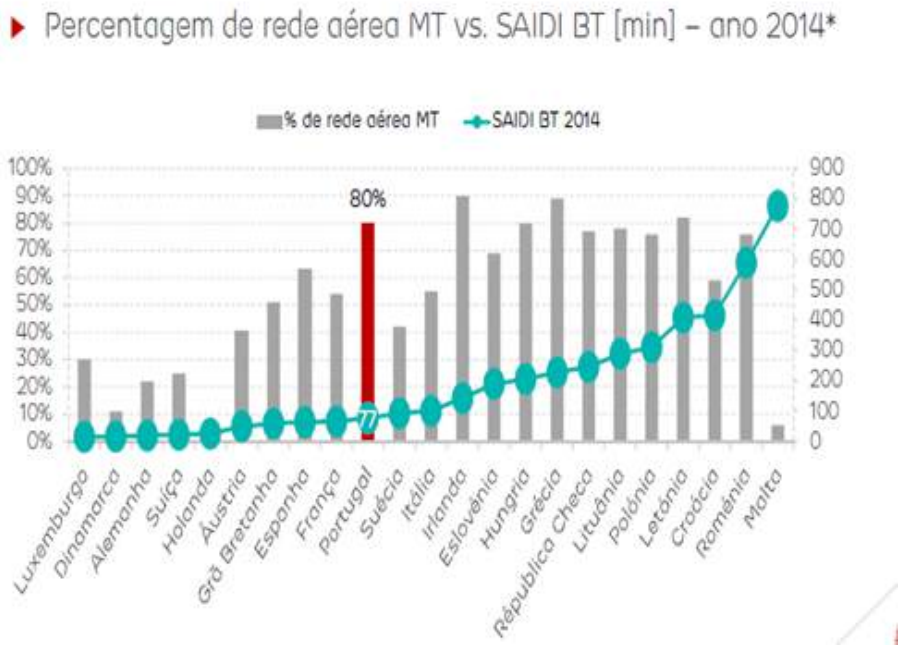


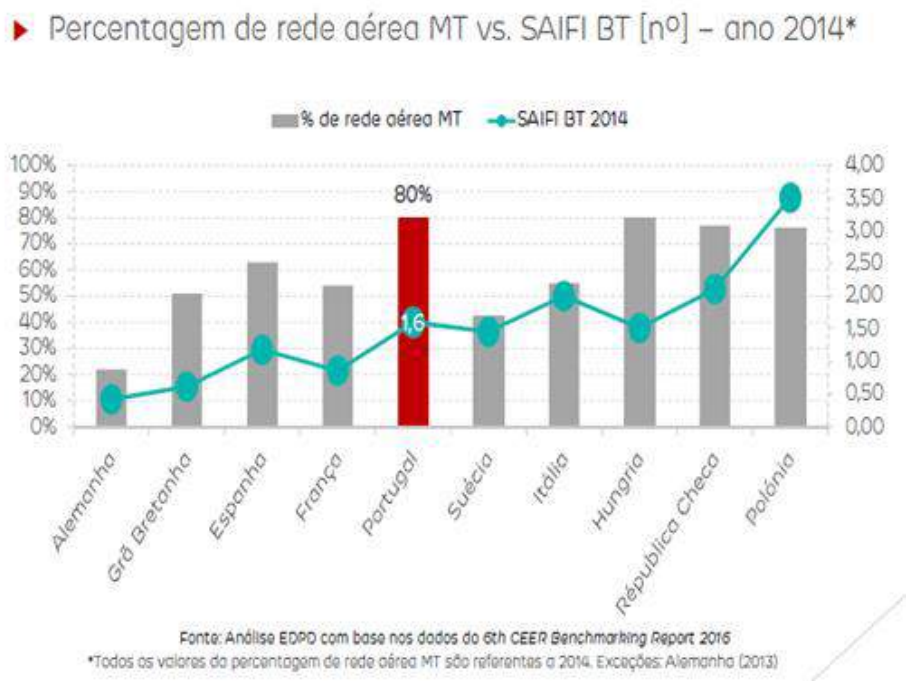


d) Em todos os indicadores, o desempenho das redes de distribuição tem tido uma evolução muito positiva ao longo dos anos, em particular após 2010, o que ajuda a confirmar o acerto dos investimentos efetuados em novas infraestruturas e em automação, que são apresentados nos sucessivos PDIRD.

e) Na observação do desempenho das redes de distribuição deve ainda ser tida em conta a tipologia destas. O facto de as redes subterrâneas estarem menos sujeitas às intempéries bem como à intervenção de outros agentes externos é um fator potenciador de uma melhor qualidade de serviço. Não obstante, a sua utilização, por serem substantivamente mais onerosas que as redes aéreas para idênticos valor de tensão e de potência, deve obedecer a critérios de racionalidade no investimento.

f) Nos gráficos a seguir apresentados consta a relação percentual de redes aéreas e redes subterrâneas, constatando-se o bom desempenho das redes de distribuição no território continental, pese embora a baixa percentagem de penetração de rede subterrânea (cerca de 20%).





g) Nas suas áreas de concessão, os Operadores da Rede de Distribuição exclusivamente em Baixa Tensão (ORD BT) têm apresentado bons indicadores de qualidade de serviço técnica e comercial, revelando um esforço de melhoria continuada de todos os indicadores.

A.3. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA NAS REDES DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

a) O CT considera que, nas Regiões Autónomas, a evolução apresentada nos últimos anos ao nível da continuidade de serviço é, também, positiva.

b) No que respeita aos sistemas desta Regiões, é necessário considerar que se tratam de sistemas isolados, com diversas vicissitudes e onde as interrupções com origem na produção têm consequências diretas ao nível da continuidade de serviço percecionada pelos clientes. Estas interrupções são também consideradas para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço e, com o atual RQS, passaram também a ser consideradas para efeitos de comparação com os padrões.

c) O CT considera que, nas Regiões Autónomas, a evolução apresentada nos últimos anos ao nível da continuidade de serviço é positiva, embora se verifique espaço para elevar a qualidade de serviço prestada ao nível das redes.

B NOVAS MEDIDAS REGULAMENTARES

a) O recente PDIRD, que mereceu apreciação favorável dos órgãos consultivos da ERSE, foi sujeito a uma redução do valor global do investimento na sequência de recomendação da ERSE que admitiu a possibilidade de poder ocorrer alguma degradação nas zonas de melhor qualidade de serviço e algum aumento de risco pelo prolongamento da vida útil de ativos das redes.

b) O CT entende que esta decisão não pode ser dissociada da futura fixação de padrões bem como da reformulação das zonas de qualidade de serviço, que se aguardam para breve.

c) A proposta de RQS em discussão pública introduz uma nova compensação associada ao não cumprimento do prazo para ligações às redes de distribuição.

d) Tendo o CT conhecimento, através da ERSE, da inexistência de litigância significativa neste domínio, pode admitir que esta alteração se prenda com a vontade regulatória de definir compensações em todos os domínios da atividade técnica-comercial dos ORD.

e) Não obstante, e tendo a ERSE poderes e meios de análise em caso de eventual litigância, o CT não considera completamente fundamentada a introdução desta compensação, pelo que aconselha que a mesma seja reponderada.

f) Também no âmbito das ligações às redes, o CT tomou conhecimento de propostas que considera não garantirem efeitos negativos nas tarifas a pagar por todos os consumidores.

g) No que respeita à ligação de produtores, das alterações preconizadas subsiste a dúvida da manutenção das Normas Padrão, as quais garantem que outros custos inerentes à ligação de produtores são a estes cometidos.

h) Sobre a ligação de clientes de MT com potência superior a 2 MVA, o CT, ouvida a ERSE, constatou que se pretende diminuir o encargo referente a comparticipações na rede, o que recomenda não venha a ser considerado porque transferirá custos do requisitante para a tarifa.

i) Também na ligação de parques industriais e comerciais, a articulação do disposto no RRC e no RARI lança a dúvida sobre a manutenção do regime de responsabilização pelo estabelecimento de infraestruturas, que compete ao urbanizador/loteador. Se o que se propõe é apenas a observação de um projeto piloto deve esta especificidade ficar evidenciada de forma inequívoca.

j) Em suma, no âmbito das ligações, o CT recomenda que sejam tidas em conta as condições de acesso às redes que garantam que os requisitantes consumidores suportem a totalidade ou a quase totalidade dos custos da ligação e que os requisitantes produtores suportem sempre a totalidade desses custos.

k) No domínio da assistência técnica a incidente na instalação individual do cliente, em que o ORD não operava entre as 00h00 e as 08h00, período em que a contagem do padrão que se cifrava em 4 horas era interrompido, o novo RQS propõe que aquele período seja limitado para entre as 02h00 e as 06h00.

l) O CT vê com preocupação esta alteração, considerado o inevitável aumento de custos para os consumidores que a mesma irá originar.

m) Percebe-se que a razão do período anterior ser estabelecido para um total de 8 horas era determinada pela necessidade de apenas dispor de dois turnos de piquete. A alteração preconizada irá, necessariamente, acarretar a introdução de 3 turnos com a consequente renegociação dos contratos de empreitada em vigor.

n) Entende o CT que seria mais percetível para todas as partes envolvidas que fosse assumido esse aumento de custos com a consagração da necessidade de o ORD dispor de piquetes permanentes para acorrer a solicitações com origem na instalação particular, o que significaria que o período de 4 horas para assistência técnica seria contínuo, alteração com a qual também não concorda.

o) Assim, o CT recomenda que seja mantida a atual disposição regulamentar de interromper no período das 00h00-08h00 a contagem do prazo de 4 horas para atendimento técnico a incidente na instalação individual de um cliente.

p) O novo RQS introduz uma nova alteração que é a de o ORD ter de efetuar o ónus da prova sempre que haja discordância com o cliente sobre a dimensão da interrupção: limitada à própria instalação ou abrangendo uma área maior.

q) O CT concorda que em qualquer situação o ónus da prova deve sempre caber ao ORD. Neste domínio específico, o CT recomenda que se enquadre minimamente qual a prova que é requerida, bem como

o tempo em que a mesma deve ser mantida disponível, sob risco de se continuar a implementar uma cultura de burocracia sem vantagem para qualquer das partes envolvidas.

r) O CT entende ainda que esta questão do ónus da prova deveria ser adiada para nova revisão do RQS que ocorresse em fase mais adiantada da instalação dos contadores inteligentes já que estes permitem registar a presença ou a ausência de tensão, o que facilita o registo e a observação da prova.

s) No âmbito de clientes prioritários, o prazo para intervenção na instalação individual com falha de fornecimento é reduzido de três para duas horas.

t) O CT, o ORD e todos os cidadãos, aceitam, compreendem e incentivam que a assistência técnica em clientes prioritários seja imediata, ou o mais próximo disso.

u) Tendo o CT tomado conhecimento, pela ERSE, que o padrão médio de reposição de serviço nos clientes prioritários é muito bom e observada a ponderação que deve existir entre um padrão médio e um padrão individual, recomenda:

   i) Que seja mantido o padrão individual de 3 horas com direito a compensação,

   i) Que seja estabelecido um padrão médio de 2 horas.

v) No âmbito do pagamento das compensações, o CT entende ser razoável que o atual prazo para o pagamento seja considerado como da responsabilidade do ORD, estabelecendo-se um prazo para os comercializadores efetuarem esse pagamento.

w) Entende o CT que o prazo a definir para os comercializadores deve estar ligado à relação entre a data de pagamento do ORD e a data de faturação do cliente pelo comercializador.

x) O CT concorda com o estabelecimento de um prazo para a desativação do fornecimento de energia, pese embora não existir neste domínio conhecimento de prazos longos no caso da energia elétrica.

y) Os novos prazos estabelecidos e a maior coordenação que deve ser exigida na relação entre o ORD e os comercializadores habilita o CT a propor que seja concedido um prazo razoável para a adaptação dos sistemas informáticos corporativos a esta nova realidade.

C QUALIDADE DE SERVIÇO VERSUS CUSTOS PARA O SISTEMA

a) A excelência na qualidade de serviço da rede elétrica, para a qual o SEN tem evoluído nos últimos anos, é algo de muito bom, contudo implica a reflexão quanto ao nível que se pretende atingir, já que a maior excelência implica maiores custos para todos os consumidores.

b) Esta mesma racionalidade leva a considerar que nem todos os clientes têm atividades com igual nível de exigência de qualidade de serviço, pelo que procurar nivelar a qualidade por um máximo, imporia disponibilizar a alguns clientes, uma qualidade de serviço, não percetível e justificável pelas suas atividades.

c) Apesar do anteriormente mencionado, importa referir, que não se pode limitar a questão a ter um nível médio da qualidade de serviço excelente, à custa de zonas de qualidade muito elevada já que tal não constitui por só por si uma situação satisfatória, se existirem pontos de rede com qualidade de serviço insatisfatória que requeiram um tratamento particular.

d) Esta situação torna evidente a necessidade da obtenção dum ponto de equilíbrio entre a qualidade de serviço e a racionalidade de custos que lhe está associada, questão a que a ERSE deve dar a devida atenção, no estabelecimento da regulamentação que interfere com o estabelecimento desses equilíbrios.

D AVALIAÇÃO DA APLICAÇÃO DOS PARÂMETROS DA QUALIDADE DE SERVIÇO

a) O nível de qualidade de serviço requerida pelos utilizadores deve resultar dum justo equilíbrio entre as efetivas necessidades dos utilizadores e das redes e os custos associados, que em consequência terão de ser suportados pelos consumidores.

b) Sendo recentes alguns dos procedimentos e a sua correspondente aplicação, o CT recomenda à ERSE uma conveniente avaliação de impacto da sua aplicação e sua disponibilização ao CT, sem o que a compreensão das opções existentes e tomada de posição sobre as soluções mais convenientes se torna inviável.

E ARTIGOS 38.º E 67.º DO RQS

a) O CT regista com agrado a melhoria do texto do Artigo 38[2] do RQS, em relação às versões anteriores, recomendando uma maior explicitação do articulado proposto.

b) Com o intuito de clarificar o âmbito de responsabilidade de todos os intervenientes, o CT propõe que a ERSE reveja o conteúdo do Art[e] 67, incorporando no mesmo que os equipamentos de Qualidade de Onda de Tensão observem a norma internacional aplicável.

F PRÁTICAS COMERCAIS DESLEAIS

a) Tal como referido pela ERSE, a liberalização do mercado trouxe práticas positivas e negativas, destacando-se, por vezes, a verificação de práticas comerciais desleais na comercialização de ofertas de energia.

b) Reconhece o CT que a ERSE tem desenvolvido esforços nesta matéria, nomeadamente com a ação de esclarecimento desenvolvida por ocasião do Dia Mundial da Energia.

c) No entanto, o CT defende que a ERSE deverá desenvolver novos esforços na prevenção destas práticas, e promover ações que visem aumentar a literacia energética,

G RELATÓRIOS DA QUALIDADE DESERVIÇO

a) O CT regista a possibilidade das empresas que atuem em ambos os setores poderem publicar um único relatório da qualidade de serviço relativo a ambos os setores.

b) Propõe a ERSE que os relatórios de qualidade serviço possam ser efetuados em momentos e em documentos diferentes, justificando que existem leitores com interesses heterogéneos, que terão mais vantagem na leitura de capítulos específicos da qualidade de serviço.

c) Salienta o CT que o relatório de QS é um instrumento importante para análise do funcionamento do SEN, tendo acrescido interesse aquando da análise da proposta de tarifas e preços de energia elétrica.

d) Assim, considera o CT, que embora a abordagem mais desenvolvida de determinadas secções da QS possa trazer vantagens, poderá manter-se igualmente a publicação de um Relatório da QS global a publicar anualmente em momento prévio à proposta de preços e tarifas de energia elétrica.

"MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA QUALIDADE DE SERVIÇOS"

I

ENQUADRAMENTO

A. OBJECTO

a) O Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS) foi criado nos termos do disposto no Art.º 9 n.º 3 dos Estatutos da ERSE aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, alterados e republicados pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho e ao abrigo do n.º 3 do artigo 6.º do Regulamento de Qualidade de Serviço do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 455/2013, de 29 de novembro e do Regulamento de Qualidade de Serviço do setor do gás natural, aprovado pelo Regulamento n.º 1394/2013, de 16 de abril.

b) Este Manual agora em apreço e que é aplicável aos setores elétrico e do gaz natural tem como objeto estabelecer os procedimentos relativos às seguintes matérias:

   i) Classificação de zonas de qualidade de serviço no setor elétrico;

   ii) Registo e classificação das interrupções de fornecimento no setor elétrico;
   ii) Método de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço;

   iv) Informação a prestar no caso de incidentes de grande impacto no setor elétrico;

   iv) Classificação de eventos excecionais no setor elétrico;

   v) Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço no setor elétrico;

   vi) Planos de monitorização da qualidade da energia elétrica;

   vii) Medição da qualidade da energia elétrica na sequência de reclamações dos clientes;

   ix) Caraterísticas da onda de tensão de alimentação nos pontos de entrega da rede MAT;

   x) Metodologia de cálculo de limites máximos das perturbações emitidas para a rede por instalações fisicamente ligadas às redes do SEN;

   xi) Envio de informação à ERSE;

   xii) Protocolo de comunicação entre o operador da RND e os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.

c) Tendo em conta que o Novo Regulamento da Qualidade de Serviço se aplicará ao setor elétrico e ao setor do gaz natural, o CT considera positiva a harmonização e simplificação regulamentar ao nível do Manual de Procedimentos, passando a existir um único instrumento legislativo aplicável aos dois setores.

d) A presente proposta de alteração do MPQS enquadra-se na 61ª Consulta Pública que propõe a revisão de todos os regulamentos do SEN e apresenta uma proposta de Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) único para o serviço de eletricidade e de gás natural.

e) Naturalmente que as alterações consequentes desta fusão do RQS têm impacto no MPQS, e assim, propõe a ERSE um novo MPQS comum aos dois setores.

f) Para além das alterações resultantes da proposta de novo RQS, é também alterado o procedimento n.º 9 respeitante à realização de medições da qualidade da energia elétrica a efetuar pelos operadores das redes na sequência de reclamação dos clientes.

g) Relativamente ao procedimento n.º 9, relembra-se que a proposta de alteração constava da 57.ª Consulta Pública, tendo o CT emitido parecer em 20 de março de 2017.

II

ESPECIALIDADE

O CT concorda com a generalidade dos procedimentos propostos, praticamente sem alteração em relação ao manual em vigor sugerindo, no entanto, algumas alterações ao seguinte procedimento:

PROCEDIMENTO N.º 4 I- NFORMAÇÃO A PRESTAR NO CASO DE INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO NO SETOR ELÉTRICO

a) No domínio dos incidentes de grande impacto, atenta a recente alteração efetuada para as redes de distribuição das ilhas dos Açores no correspondente Procedimento, o CT verifica que agora se propõe a introdução de um outro relatório, designado de preliminar, com um prazo curto para elaboração.

b) A fundamentação apresentada pela ERSE para a exigência deste novo relatório provisório, está relacionada com a necessidade de responder a interpelações de consumidores, responsáveis políticos e comunicação social, aquando da ocorrência destes incidentes.

c) Entende o CT, que dado o curto prazo (2 dias) exigido para a apresentação do relatório preliminar, teria maior utilidade a especificação da informação mínima que deverá constar deste relatório.

d) O CT compreende e concorda com a razão apontada pela ERSE, mas sublinha que deveria ser substituída a expressão "relatório preliminar" por "informação preliminar", dado que desta forma se admite ficar mais claro o que se pretende, e que essa pretensão não vai colidir com o desenrolar das operações de reposição do fornecimento de energia elétrica quando em presença de incidentes mais longos na extensão da rede atingida e no tempo da sua duração.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, nas propostas apresentadas pela ERSE, deverão ser incluídas as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 3 de julho de 2017.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas◆ [Consulta Pública n.º 59]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços." [130]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a proposta de "Projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas" cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

No decurso da elaboração do Parecer, foram efetuadas quatro apresentações ao CT pela ERSE, EDPD, EDA e EEM.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADES

A. INTRODUÇÃO

1. O CT considera que a consulta pública para o aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução das tarifas dinâmicas é uma oportunidade para colocar na agenda regulatória um tema que vinha a ser solicitado por este Conselho, especialmente na preparação de um novo período regulatório.

2. No entanto, dada a importância dos estudos para aperfeiçoar a estrutura tarifária de forma a se atingirem os benefícios esperados é relevante transmitir, como contributo para esta consulta, aspetos a melhorar, bem como identificar lacunas que se tenham detetado.

3. A implementação de tarifas dinâmicas é um instrumento relevante para, através do sinal preço, estimular a flexibilidade da procura, em particular por meio do desvio de consumos dos períodos críticos, seja ao nível da produção ou do congestionamento das redes. Estas ações permitem ganhos económicos aos consumidores que consigam tirar partido dessa flexibilidade adaptando os seus padrões de consumo a estruturas tarifárias nas quais os preços podem variar significativamente, quer em frequência, quer em amplitude.

4. Adicionalmente, as ações de ajustamento do consumo a tarifas dinâmicas contribuem para a redução da ponta do diagrama de carga agregado, com potencial influência nas redes de transporte e distribuição a montante, permitindo aliviar situações de congestionamento e adiar, ou mesmo evitar, investimentos nas infraestruturas de rede e eventualmente de geração, quando exista simultaneidade entre os períodos críticos das redes e da geração, para além de diminuir as perdas (por efeito de Joule). Assim, há um efeito potencial de benefício para todos os consumidores do sistema através da correspondente diminuição das tarifas de acesso às redes, não sendo este efeito, no entanto, observável no curto prazo.

5. Num contexto caracterizado por uma presença crescente de fontes de energia renovável, às quais está associada uma maior variabilidade e menor controlabilidade, as ações de gestão da procura

[130] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

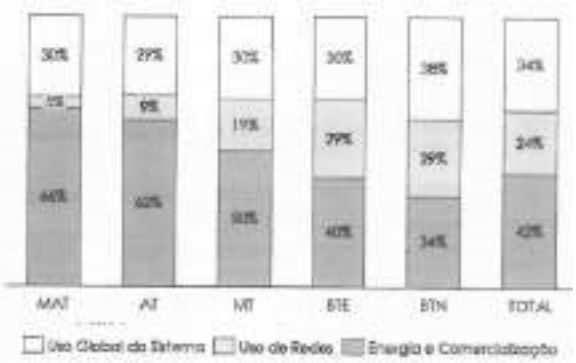
contribuem para facilitar a gestão global do sistema numa mudança de paradigma de "geração segue a carga" para "carga segue a geração".

6. A realização de estudos-piloto, mesmo limitados em relação ao número de consumidores, é importante para retirar conclusões sobre a potencial adesão a estruturas tarifárias diferentes, nomeadamente:
   - O aperfeiçoamento da existente e a introdução de tarifas dinâmicas;
   - A verificação das barreiras à entrada;
   - A capacidade de adotar ações de desvio de consumos, e a respetiva escala, que venham a contribuir para a construção de novas estruturas tarifárias, tendo em vista a sua oferta generalizada.
7. O aperfeiçoamento das estruturas tarifárias é uma peça essencial para suportar a transição energética para uma matriz de geração com uma maior penetração de fontes renováveis e maior inteligência distribuída na rede (*smart grids*). Este processo deve ter em conta as necessidades de informação de todos os consumidores, em particular os mais vulneráveis e com menor acesso a informação.

B. PESO DAS COMPONENTES TARIFARIAS NA FATURA TOTAL

1. A ERSE propõe a realização de dois projetos-piloto, um para a avaliação do mérito do aperfeiçoamento da estrutura atual das tarifas de acesso e outro para aplicação de tarifas dinâmicas.
2. O projeto-piloto 1 da proposta apresentada pela ERSE visa testar aperfeiçoamentos da tarifa de acesso às redes, que incidem unicamente nas tarifas de uso das redes (uso da rede de distribuição e uso da rede de transporte) aplicadas aos consumidores de MAT, AT e MT.
3. A este propósito, seria ainda importante explicitar se a alteração da estrutura da tarifa de transporte será efetuada apenas na tarifa do operador da rede de distribuição aos clientes ou se esta alteração na estrutura tarifária ocorrerá também na tarifa de uso da rede de transporte aplicada pelo ORT ao ORD.
4. O gráfico seguinte apresenta a estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, com a desagregação entre as componentes de uso global do sistema, uso de redes, e energia e comercialização, para todos os níveis de tensão.

Estrutura do preço médio das tarifes de referência de venda clientes finais em 2017



Fonte: Documento ERSE "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017"

5. Como se pode observar, a componente de uso de redes de clientes MAT, AT e MT tem um peso significativamente menor relativamente ao total da fatura.

6. Este facto é muito relevante no que diz respeito ao projeto-piloto 2, referente às tarifas dinâmicas. Na realidade, este projeto tem em conta apenas uma parte da fatura dos consumidores, ao contrário da maior parte das experiências de outros países que incidem sobre a fatura de eletricidade como um todo.

7. Neste aspeto importa salientar que, em virtude do atual processo de liberalização do mercado, no que respeita à componente de energia e comercialização, estes clientes alvo do projeto-piloto têm à sua disposição alternativas de contratação que lhes permitem negociar estas duas parcelas de uma forma dinâmica associadas à volatilidade dos preços no MIBEL, o que pode ser interessante quando os sinais de preço do mercado e os das Tarifas de Acesso sejam no mesmo sentido.

C. PESO DAS COMPONENTES DE FATURAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO

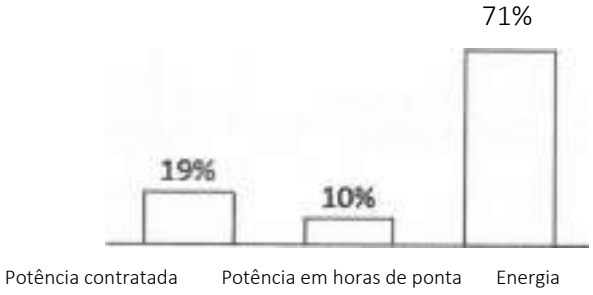
1. As tarifas de acesso são faturadas pelo Operador de Rede de Distribuição (ORD) tendo em conta as variáveis potência contratada, potência em horas de ponta, energia ativa e energia reativa.

2. As tarifas de acesso às redes devem obedecer aos seguintes princípios (CEER, 2017):

   - Reflexão dos custos impostos no sistema pelos utilizadores, dando incentivos adequados para a diminuição de custos futuros;
   - Não distorção de acesso e uso das redes, bem como de ofertas de mercado;
   - Recuperação dos custos, não apenas através de tarifas de uso como também de encargos de ligação e de serviços regulados;
   - Não discriminação entre utilizadores das redes;
   - Transparência das metodologias para cálculo das tarifas e respetiva acessibilidade a todas as partes interessadas;
   - Previsibilidade para que os utilizadores das redes possam calcular os seus custos, facilitando assim investimentos de longo prazo;
   - Simplicidade relativamente à respetiva compreensão e implementação.

3. Nesta proposta não é possível antever uma alteração relativa ao peso das componentes de faturação das tarifas de acesso, em que, com base na estimativa de consumo da ERSE, a componente de energia é responsável pela recuperação de 71% do total, enquanto que a potência em horas de ponta e a potência contratada recuperam 10% e 19%, respetivamente, conforme se apresenta na figura seguinte.

Peso das componentes de faturação das tarifas de acesso



Fonte: Análise EDP considerando as tarifas e consumos estimados para 2017, publicados pela ERSE

4. Sendo os custos dos acessos essencialmente fixos, verifica-se um afastamento entre a estrutura de custos e a estrutura de receitas, em que 81% das receitas das tarifas de acesso dizem respeito à

faturação de componentes variáveis (energia e potência em horas de ponta), conforme apresentado na figura anterior.

5. O peso elevado da componente variável das tarifas de acesso incentiva a geração distribuída, conduzindo a uma diminuição do consumo, componente que paga os custos dos acessos. Esta situação tenderá a provocar desequilíbrios tarifários que serão suportados pelos consumidores que não investem em geração distribuída, nomeadamente os mais desfavorecidos. Para além disso, tornará mais difícil, a prazo, a sustentabilidade do sistema.

6. Um maior peso relativo da componente fixa da tarifa de acesso (potência contratada), alinha o sinal de preço ao consumidor final com os custos do sistema. Esta estrutura tarifária permitirá uma maior eletrificação do consumo, promovendo a eficiência energética e a descarbonização da economia.

7. No que diz respeito à estrutura da tarifa de Uso da Rede de Distribuição (URD), a metodologia dos custos incrementais adotada pela ERSE para a sua definição associa a variável de faturação potência em horas de ponta à recuperação dos custos dos troços mais centrais da rede. Por outro lado, a potência contratada visa transmitir os custos associados aos troços de rede mais próximos dos pontos de entrega, correspondendo a elementos de rede maioritariamente periféricos e de uso pouco partilhado. Tendo em conta a estrutura de custos e a estrutura de proveitos atualmente existente, verifica-se ser necessário aperfeiçoar a metodologia de cálculo dos custos incrementais.

8. O CT considera que com a implementação de projetos-piloto poder-se-ia aproveitar a oportunidade para testar o rebalanceamento entre as componentes de potência contratada e energia, aumentando o peso da primeira, situação que permitiria sinalizar a tendência da aproximação da estrutura de receitas à estrutura de custos.

D. POTÊNCIA EM HORAS DE PONTA

1. As atuais tarifas de acesso em MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos termos de potência, energia ativa e energia reativa. O termo de potência inclui a componente de potência em horas de ponta e a componente de potência contratada (ambas apresentando preços em euros por kW por mês). Na prática, esta componente de potência em horas de ponta não é diferente da componente de energia em horas de ponta.

2. Assim, de modo a simplificar a estrutura das tarifas, o CT concorda com a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação, que é proposta pela ERSE nesta consulta pública.

E. POTÊNCIA CONTRATADA

1. Atualmente o preço da componente de potência contratada das tarifas de acesso é independente do período horário ou sazonal do consumo,

2. O CT considera que a implementação de projetos-piloto será uma oportunidade para testar a diferenciação deste preço por período horário e/ou sazonal, o que permitiria transmitir sinais mais incentivadores de uma utilização racional das redes e proporcionaria aos consumidores uma melhor gestão dos seus consumos.

3. O CT sugere que seja testada a variabilidade da potência contratada para os mesmos períodos horários dos projetos-pilotos.

F. OPERACIONALIZAÇÃO DOS PROJETOS-PILOTO

1. A informação necessária aos potenciais participantes deverá ser ampla e fundamentada de modo a garantir amostras adequadas e representativas dos projetos-piloto.

2. Deverá existir em todas as fases uma total colaboração e partilha de informação e de resultados entre o ORD/ORT, os clientes participantes e os seus respetivos comercializadores.
3. É importante referir que, mesmo em ambiente de projeto-piloto, todas as aç5es dos clientes, alterando os seus comportamentos de consumo, terão impacto económico ao nível dos desvios que vão provocar nas curvas de carga que determinam a procura global destes níveis de tensão.
4. Deste modo, deveria também ser medido em ambiente de projeto-piloto quais são os impactos que a introdução e a adoção das tarifas dinâmicas nas opções dos clientes produz na gestão global dos desvios, entre as nomeações diárias que determinam a curva da procura e os consumos reais verificados e, consequentemente, de que forma serão tratados estes desvios.
5. Tendo em vista assegurar o sucesso da adesão aos projetos-piloto, o CT recomenda a não aplicação de qualquer penalização.

G. PROJETO-PILOTO 2 - TARIFAS DINÂMICAS

1. A proposta da ERSE considera para o projeto-piloto a aplicação da tarifa dinâmica a nível nacional. Esta proposta fundamenta-se em razões práticas associadas à realização do projeto piloto. Efetivamente a realização do projeto piloto 2 numa perspetiva regional implicaria um número de participantes muito superior ao previsto (100 clientes) de modo a ser assegurada a sua representatividade.
2. Embora considerando válida esta abordagem, entende-se que caso se venha a confirmar a aplicação da tarifa dinâmica de forma mais geral na sequência da realização do projeto-piloto deverá ser ponderada a aplicação regional.
3. Os diagramas de consumo e de produção distribuída variam significativamente de região para região. De igual modo, os períodos de maior consumo ocorrem em períodos distintos de região para região, justificando-se assim a aplicação regional da tarifa dinâmica. Considera-se que o número total e a duração dos períodos críticos devem ser definidos a nível nacional, podendo ser ativados em dias e horas distintas de região para região.
4. O CT nota que as propostas referentes à aplicação de tarifas dinâmicas no acesso às redes podem originar sobreposições com mecanismos já existentes de gestão da procura, nomeadamente, a prestação do serviço de interruptibilidade, pelo que esta situação deverá ser objeto de especial análise prévia à implementação do projeto-piloto.

II

ESPECIALIDADE

A. TARIFAS DINÂMICAS

1. O CT considera que, no geral, medidas que possam contribuir para a diminuição da fatura de eletricidade são positivas, pelo que é relevante a iniciativa da ERSE em propor a aplicação das tarifas dinâmicas que, conforme estudos e informações da ERSE e da EDP Distribuição, podem permitir algum avanço naquela diminuição.
2. O CT entende evidenciar que já existe um conjunto significativo de consumidores que respondem de forma estruturada ao sinal preço da energia elétrica, de que é exemplo o das horas de ponta, por terem encontrado formas eficientes de compensar complexidades e o desconforto do ajuste organizacional ao seu novo perfil de consumo.
3. O sucesso da aplicação das propostas de tarifas dinâmicas resultará, no fundamental:

a. Da capacidade que os consumidores aderentes disponham para incrementar a redução de consumos em ponta e pontas críticas, modulando o seu perfil de consumo.

b. Da atratividade das soluções propostas para que os consumidores a elas adiram, em termos de perspetiva de custos face às alterações do perfil de consumo que terão de efetuar, bem como da sua boa compreensão.

B. PROJETOS-PILOTO

Tendo em conta os aspetos mencionados, e com vista assegurar a maior adesão dos consumidores aos projetos-pilotos, o CT sugere:

1. CUSTOS E FATURAÇÃO

- Apresentando-se a aplicação das soluções propostas como propiciadoras de benefícios, as mesmas só devem ser aplicadas nas condições em que tal se verifique. Por essa razão não devem ser previstos, em nenhuma circunstância, quaisquer custos de faturação para os consumidores aderentes superior aos que teriam caso não participassem na experiência piloto.
- Manter o benefício que resulte da alteração de perfil de consumo, conforme proposta da ERSE.
- Durante o período experimental a faturação virtual deverá ser apresentada aos consumidores de modo a permitir-lhes acompanhar a sua experiência no projeto-piloto.

2. CLIENTE FOCO E SELEÇÃO DOS PARTICIPANTES

- O CT concorda com os critérios de segmentação da amostra propostos pela ERSE.
- O CT considera que a seleção da amostra deve privilegiar os clientes que nunca modularam ou modularam pouco, sendo estes que potenciam os maiores benefícios.
- O CT considera importante que o apoio aos clientes participantes observe a capacidade dos seus departamentos de gestão de energia, ou a sua inexistência.

C. CICLO SEMANAL NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

1. O CT destaca a conclusão da ERSE sobre a implementação do ciclo semanal nas Regiões Autónomas, no âmbito da *CONSULTA PÚBLICA PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS*, designadamente: "*As empresas das Regiões Autónomas e o Conselho Tarifário têm solicitado a introdução do ciclo semanal nas Regiões Autónomas, tendo a ERSE solicitado informação sobre os diagramas de carga para poder analisar a bondade dessa alteração. A presente análise sugere a existência de benefícios que decorrem da introdução do ciclo semanal*. "

2. O Conselho Tarifário concorda com as propostas da ERSE, ao preverem nas Regiões Autónomas, no âmbito dos projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas, o ciclo semanal ao nível da MT e BTE.

3. O Conselho Tarifário tem vindo a propor, desde 2011, à ERSE a introdução do ciclo semanal no tarifário das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, argumentando que desta forma se procede à uniformização dos tarifários nacionais de energia elétrica.

4. Refira-se, a propósito, o disposto no preâmbulo do Decreto-Lei 69/2002 de 25 de março, que promove a extensão das competências de regulação da ERSE às Regiões Autónomas:

   "...uma componente fundamental na prestação deste serviço público, o tarifário, não é independente do local de residência dos consumidores. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira o custo inerente à disponibilização da eletricidade é consideravelmente superior ao do continente donde resulta uma clara penalização para os cidadãos e agentes económicos residentes naquelas Regiões.

Importa, pois, dentro do atua! quadro jurídico-constitucional adotar as soluções conducentes à uniformização do tarifário, desejavelmente a partir de 1 de janeiro de 2003, …"

5. Deste modo, o CT recomenda, desde já, à ERSE a introdução no próximo período regulatório, do ciclo semanal para todos os consumidores BTN das Regiões Autónomas.

III

RECOMENDAÇÕES

Conforme expresso no parecer acima elaborado, entende o CT destacar os seguintes aspetos:

1. No que concerne ao aperfeiçoamento da atual estrutura tarifária deve-se testar o rebalanceamento entre a componente de energia e a da potência contratada, aumentando o peso desta última.
2. A sua concordância com a anulação da componente da potência média em horas de ponta, e sugere-se que seja testada a variabilidade da potência contratada por períodos horários, e sugere-se que seja testada a variabilidade da potência contratada para os mesmos períodos horários dos projetos pilotos.
3. Deverá ser considerada a diminuição da ponta (kW) como indicador adicional.
4. No que respeita ao Piloto 1, que seja considerada a adoção da proposta 1.1, por considerar que o acento tónico deva ser colocado na reformulação dos períodos horários, não deixando de observar que, na análise da ERSE, é esta a proposta mais robusta na aderência aos custos das redes de distribuição.
5. Dado ser fundamental obter resultados dos estudos piloto, se se verificar ser impossível obter a adesão dos consumidores em relação à Proposta 1.1., por ser aquela que apresenta a maior aderência aos custos de acesso às redes, aspeto essencial para a adoção de uma estrutura tarifária deste tipo, deve a ERSE providenciar para que seja possível efetuar o estudo com outra das Propostas.
6. No que respeita ao Piloto 2, que seja considerada a adoção da proposta 2.3, por entender que são vantajosas:
   - a flexibilização dos períodos críticos, já que permite ao ORD ajustar melhor a sua previsão à situação em que a operação das redes possa apresentar maior dificuldade;
   - a aplicação dos períodos críticos a todo o ano, incluindo os meses de Verão.
7. Embora considerando válida esta abordagem, entende-se que caso se venha a confirmar a aplicação da tarifa dinâmica de forma mais geral na sequência da realização do projeto-piloto esta deverá ser ponderada a aplicação regional.
8. O CT sugere a não aplicação de penalizações aos participantes nos projetos-piloto.
9. Ser desejável, numa primeira fase e com benefícios imediatos para os clientes e para o sistema, a definição de novas opções tarifárias, mais flexíveis, conhecidas a priori, adicionando novos períodos horários aos já existentes.
10. Conforme referido pela ERSE que o atua! período de horas de ponta é bastante alargado, pelo que o CT reitera a realização de uma análise cuidada com vista ao seu encurtamento, a introduzir no próximo período regulatório.
11. O CT entende dever ser clarificado se a alteração da estrutura da tarifa de transporte será efetuada apenas na tarifa do operador da rede de distribuição aos clientes, ou se esta alteração na estrutura tarifária ocorrerá também na tarifa de uso da rede de transporte aplicada pelo ORT ao ORD-
12. Que a ERSE introduza no próximo período regulatório, o ciclo semanal para todos os consumidores BTN das Regiões Autónomas.

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deve observar as recomendações deste parecer.

Aprovado em 12 de abril de 2017.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Alteração da alínea b) do n.º 7 da Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro ◆ [Consulta Pública n.º 57]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"[131]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de alteração da alínea b) do n.º 7 da diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro*" cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

1. A EDA, S.A. tem como objetivo desenvolver na RAA as atividades de produção, aquisição, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica. Enquanto entidade prestadora de um serviço público, a EDA, S.A. explora 9 sistemas elétricos independentes e com caraterísticas distintas relativamente à estrutura da produção, redes e número de clientes.

No Quadro seguinte, apresenta-se uma síntese com a caracterização dos sistemas elétricos de cada ilha e região.

	Indicador / Ilha	Santa Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo	Total
	Area (Km2)*	96,9	744,7	400,3	60,7	243,7	444,8	173,1	140,9	17,1	2 322
	Habitantes*	5 652	138 213	56 141	4 339	8 556	13 883	14 824	3 699	459	245 766
	2016										
(1)	Clientes	3 788	62 916	27 176	3 237	5 784	9 641	8 031	2 433	277	123 283
(1)	Consumo (GWh)	19,0	401,1	178,1	13,0	26,5	40,9	43,4	10,4	1,5	734,0
	Consumo Per Capita (MWh/hab.)	3,36	2,90	3,17	3,00	3,10	2,95	2,93	2,81	3,25	2,99
	Produção (GWh)	21,3	430,2	198,2	14,2	28,9	45,8	48,8	11,7	1,7	800,8
	Ponta (kW)	3 548	71 570	33 400	2 364	4 792	7 526	8 557	1 979	313	-
	Vazio (kW)	1 582	29 450	14 630	1 027	2 005	3 353	3 630	886	121	-
(2)	Potência Instalada (MW)	8,4	137,4	77,7	4,7	10,1	19,6	23,7	5,8	0,8	288,2
(3)	km linhas MT	80	778	410	64	128	221	138	87	3	1 909
(3)	Potência de transformação em PT (MVA)	17,5	330,4	126,3	10,8	18,9	33,8	32,7	10,5	0,9	581,7
	TIEPI (hh:mm)	04:00:15	01:31:26	04:05:37	06:54:09	05:45:53	06:45:07	05:13:59	02:51:30	07:35:39	02:56:53

*Fonte: INE em 14 de dezembro de 2016

(1) Não inclui instalações e consumo próprio

(2) - Não inclui mini/micro produtores

(3) - Dados de 2015

2. O Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico, através do artigo 18.º descreve o conceito de Incidente de Grande Impacto (IGI), nos seguintes termos:

> "a - Designa-se por incidente de grande impacto todo o incidente que, independentemente da sua causa, origine uma ou mais interrupções de que resultem uma energia não fornecida ou não distribuída superior ao limiar estabelecido por Diretiva da ERSE.
>
> b - Todos os Incidentes de grande impacto devem ser objeto de um relatório a enviar à ERSE, de acordo com o Procedimento n.º 4 do MPQS."

[131] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

3. A Diretiva da ERSE N.º 20/2013, no seu ponto 7, aprova os limiares para classificação de um incidente de grande impacto, que no caso da RAA, corresponde à "Energia não fornecida ou não distribuída superior a 5 MWh nas ilhas de S. Miguel e Terceira e 1 MWh nas restantes ilhas".

4. Por outro lado o Procedimento n.º 4 da ERSE - Informação a prestar no caso de incidentes de grande impacto, define o conteúdo mínimo do relatório a enviar à ERSE quando ocorrem incidentes de grande impacto, previstos no Artigo 18.º, g do RQS. O relatório deverá conter uma descrição pormenorizada das ocorrências verificadas e do seu impacto nas redes e indicadores de continuidade de serviço afetados, nomeadamente:

a) Causa das interrupções do fornecimento e sua fundamentação;

b) Consequências das interrupções, nomeadamente, o número de clientes afetados, as zonas

geográficas afetadas e a energia não fornecida ou não distribuída;

c) Ações de reposição de serviço, caracterizadas, nomeadamente, quanto à cronologia, procedimentos adotados, dificuldades encontradas e estratégia de comunicação;

d) Impacto nos indicadores de continuidade de serviço, gerais e individuais, nos níveis de tensão envolvidos.

O relatório deve ser enviado no prazo de 20 dias, contados a partir da data de início do incidente a que se refere, dando conhecimento do mesmo às autoridades administrativas.

5. O CT tomou conhecimento de que a EDA, S.A. em cumprimento das disposições regulamentares, cujo início ocorreu em 1 de janeiro de 2014, já submeteu à ERSE, mais de 5 dezenas de relatórios132 no âmbito dos IGI, ocorridos nos sistemas elétricos da RAA.

6. A ERSE, através da consulta Pública N.º 57, vem propor a alteração dos limites para a classificação de interrupções como IGI na RAA, devendo as mesmas continuar a ter em consideração o impacto dessas interrupções, incluindo número/potência de clientes afetados e a duração da interrupção de fornecimento, que se pode refletir através da utilização de indicadores de continuidade de serviço, como é o caso da END. Propõe o regulador, que os limiares dessa END evoluam de forma independente para cada ilha, em proporção à sua dimensão e equivalentes aos que resultariam da interrupção da totalidade dos clientes de cada ilha durante o período de 1 hora133 .

7. Os novos limites para a classificação de interrupções como IGI corresponderão aos valores da END, a seguir apresentados.

[132] ERSE Proposta de alteração ao Procedimento n.º 9 do MPQS e da alínea b) do n.º 7 da Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro, Documento justificativo, fevereiro 2017, Pág. 3

[133] Excetuando-se as duas ilhas de maior dimensão, São Miguel e Terceira, referindo a ERSE que os limites obtidos com as metodologias propostas aparentam ser demasiado elevados, principalmente quando comparados com os limites atualmente em vigor na ilha da Madeira (10 MWh) e em Portugal continental (50 MWh). Nesse sentido, para estas duas ilhas, considerou-se a hipótese de se adotarem limites equivalentes ao limite atualmente em vigor para a ilha da Madeira, 10 MWh." Proposta de alteração ao Procedimento n.º 9 do MPQS e da alínea b) do n.º 7 da Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro, Documento justificativo, fevereiro 2017, Pág. 7.

Ilha	Limite atual END (MWh)	Limites propostos END (MWh)
Santa Maria	1,0	2,000
São Miguel	5,0	10,000
Terceira	5,0	10,000
Graciosa	1,0	1,500
São Jorge	1,0	3,000
Pico	1,0	4,500
Faial	1,0	5,000
Flores	1,0	1,100
Corvo	1,0	0,150

Com esta alteração o número de relatórios IGI, já reportados, passaria de 173 para 62[134] .

8. De acordo com o número 3, do Artigo 20. º do RQS, -o cálculo dos indicadores gerais de continuidade de serviço[135] e os indicadores individuais de continuidade de serviço[136], definidos no ponto 2 da Diretiva da ERSE n º 20/2013, "deve considerar todas as interrupções que afetem os PdE do respetivo operador das redes, independentemente da origem, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes." Por outro lado, conforme estipulado no ponto 3.3 do Procedimento n.º 3 da ERSE, o Número de interrupções (NI) - é um Indicador que representa o número total de interrupções longas num PdE num determinado período estabelecido e a Duração total das interrupções (Dl) é um Indicador que representa o tempo total das interrupções longas verificadas num PdE num determinado período estabelecido.

9. O CT considera e reafirma o princípio da inexistência de qualquer correlação entre o cumprimento dos indicadores gerais ou individuais de qualidade de serviço e os relatórios de IGI.

10. Não obstante, por considerar que os IGI são parte de um relato útil da qualidade de serviço efetiva prestada aos consumidores, o CT deixa expressa a sua determinação em continuar a acompanhar de muito perto esta questão, pelo que solicita à ERSE que, no exercício da sua função de acompanhamento e análise destes relatórios

- consolide o limiar da END mais adaptado à realidade de sistemas isolados, como são as ilhas,
- dê suporte mais efetivo ao efeito neutro da diminuição de IGI por via da alteração do limiar da END, e das conclusões dessa análise preste o necessário relato ao CT.

11. O CT considera que a fundamentação da proposta apresentada não se devia limitar a uma análise do impacto administrativo, devendo ser complementada com uma análise qualitativa dos relatórios de IGI elaborados nos últimos anos.

II

CONCLUSÕES

Atento ao exposto, o CT concorda com a Proposta de alteração aos limites para a classificação de interrupções como IGI na RAA, sem prejuízo das recomendações expressas neste parecer.

[134] ERSE - Proposta de alteração ao Procedimento n.º 9 do MPQS e da alínea b) do n.º 7 da Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro, Documento justificativo, fevereiro 2017, Quadro 2-6, Pág. 9.

[135] Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico, Art.º 20, n.º 2 b) e c).

[136] Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico, Art.º 24, n.º 2 1.

Aprovado em 20 de março de 2017.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Alteração do Procedimento n.º 9 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico ◆ [Consulta Pública n.º 57]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei N.º 84/2013, de 25 de junho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [137].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a " *Proposta de alteração do procedimento n.º 9 do manual de procedimentos da qualidade de serviço do setor elétrico*" cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

No período em que decorre a elaboração do parecer foi realizada uma apresentação ao CT sobre a Proposta em análise.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

1. O CT regista que a fundamentação da ERSE para alteração do Procedimento 9 do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico objetiva a simplificação do processo de avaliação da qualidade técnica de serviço.

2. O CT concorda em que o Procedimento 9 hoje em vigor não estabelece diferenciação entre as necessidades técnicas dos diversos clientes ligados às redes de distribuição.

3. Nesse sentido, os pressupostos de verificação das caraterísticas da tensão de fornecimento nos termos do disposto na Norma EN 50160 são hoje idênticos qualquer que seja o nível da tensão de entrega ao cliente – BT, MT, AT – e a sua utilização final – atividade empresarial, industrial ou de serviços, ou residencial.

4. O CT constata que é elevado o nível de exigência de determinadas atividades industriais e de serviços no que respeita a caraterísticas da tensão de fornecimento: sobretensões e subtensões, distorção harmónica, flicker, desequilíbrio de fases, …

5. Contudo, observando as atividades típicas de uma utilização do tipo doméstico, o CT reconhece que as reclamações registadas no setor residencial reportam, na sua quase totalidade, a possível incumprimento no domínio do valor eficaz da tensão de fornecimento.

6. Assim, o CT concorda com a simplificação proposta na alteração do procedimento 9, uma vez que esta alteração não coarta a possibilidade de um cliente ligado em BT solicitar a medição de todas as caraterísticas da onda de tensão previstas na EN 50160 e possibilita ao ORD a atuação através de meios mais simples, mas igualmente rigorosos, de medição do valor eficaz da tensão de fornecimento.

7. O CT também concorda que esta alteração permitirá ao cliente residencial receber resposta à reclamação técnica apresentada sem o risco de incorrer, por deficiente apreciação da envolvente, em custos relativos ao exame técnico mais completo

[137] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 20 de março de 2017.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Regulamento da Mobilidade Elétrica ◆ [Consulta Pública n.º 51]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei nº 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "*(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*". Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: *"(…) emitir parecer (…) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços"*, parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo [138] e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho Tarifário emite parecer a solicitação do Conselho de Administração da ERSE, podendo também fazê-lo por iniciativa própria em matéria da respetiva competência.

Tendo a ERSE lançado em consulta pública uma proposta de Regulamento da Mobilidade Elétrica, considera o CT dever, por sua própria iniciativa, pronunciar-se no âmbito da mesma, para o que emite o seguinte parecer:

1. Enquadramento

1. Através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2009, de 20 de fevereiro, foi criado um Programa para a Mobilidade Elétrica em Portugal, que teve por objetivo a introdução e subsequente massificação da utilização do veículo elétrico.
2. A Resolução do Conselho de Ministros n.º 81/2009, de 7 de setembro e posteriormente, o Decreto-Lei nº 39/2010, de 26 de abril, estabeleceram os objetivos estratégicos e princípios fundamentais do Programa para a Mobilidade Elétrica aprovaram o respetivo modelo e fases de desenvolvimento e previram para a fase piloto, uma rede integrada de pontos de carregamento de veículos elétricos, composta por 1.350 pontos de carregamento instalados em 25 municípios.
3. Esta fase piloto foi prorrogada com a publicação do Decreto-Lei nº 90/2014, de 11 de junho, que por sua vez expandiu a rede de mobilidade elétrica às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

2. O Conselho Tarifário e a Mobilidade Elétrica

1. Nos termos do art.º 13º do Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME) o período de regulação da atividade da Entidade Gestora da Mobilidade Elétrica (EGME) tem a duração de três anos e deverá preferencialmente coincidir com o período de regulação do setor elétrico, fixando-se de forma trienal os valores dos parâmetros incluídos naquela atividade.
2. Nos termos do art.º 14º do RME compete a este CT a emissão de parecer sobre a proposta das Tarifas da EGME, em cada ano, nas datas compreendidas entre 30.10. a 30.11, com parcial sobreposição com o período normal de emissão de parecer sobre as tarifas do setor elétrico.

3. Modelo Regulatório

1. O CT salienta o esforço da ERSE em conceber um modelo regulatório para a atividade de gestão da rede de mobilidade elétrica com os escassos dados disponíveis nos quatro anos de implantação e utilização da rede piloto dada a ínfima utilização da mesma.
2. Com efeito, embora aquém das expetativas criadas aquando das primeiras disposições legislativas, que referiam o propósito de existir um veículo elétrico em cada cinco até 2020, a mobilidade elétrica em veículos ligeiros, poderá vir a ter expressão no futuro, com benefícios no sistema elétrico nacional

[138] Cf. Artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro

e para o ambiente, pelo que a ponderação dos objetivos delineados com a realidade deve passar a estar presente em todos os contextos, incluindo o da regulação.

3. Uma vez que não foi considerada uma alteração ou rutura com o modelo da mobilidade elétrica existente, a solução proposta pela ERSE ao procurar considerar a racionalidade económica do sistema é satisfatória, mas subsiste a possibilidade de não ser a melhor, designadamente por, em matéria de mobilidade elétrica, incluindo o respetivo contexto regulatório, ser impossível prever a taxa de crescimento da utilização de viaturas elétricas.

4. O CT está, pois, ciente que a transposição do modelo regulatório proposto do campo da conceção teórica para a realidade constituirá um desafio, entre outras razões porque:

   a) O valor unitário dos proveitos a recuperar pela entidade gestora, face aos veículos inscritos na rede, pode inviabilizar o desenvolvimento do projeto, o que terá tanto mais significado quanto maiores forem as remunerações a considerar.

   b) A assunção pela Mobi.E do estatuto da EGME se processe com minimização de custos e com o melhor aproveitamento possível das infraestruturas já existentes.

   c) A imputação dos custos do sistema da mobilidade elétrica aos utilizadores passará a impor-lhes a despesa de comprarem energia e serviços energéticos para as suas deslocações, valor de que estiveram "isentos" durante a fase experimental.

4. Atividade de Gestão da Mobilidade Elétrica

O CT questiona se a nova entidade regulada, EGME, atividade assumida pela Mobi.E, irá assumir o ativo e passivo desta última, designadamente, tendo em conta que já foram efetuados investimentos em *hardware* e *software* para este mesmo fim durante a fase piloto e cujos investimentos se encontram já amortizados.

5. Universalidade de acesso e amplitude dos meios de pagamento

1. A ERSE apresenta no seu documento justificativo da alteração ao RME a ilustração dos fluxos físicos e financeiros entre os agentes do setor da mobilidade elétrica resultado da interpretação da legislação em vigor.

2. A análise dos fluxos é particularmente relevante para clarificar a proposta do legislador em que a relação do setor da mobilidade elétrica com os utilizadores de veículos elétricos (UVE), com a exceção do ato físico de carregamento, será da competência exclusiva dos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME).

3. A concentração do "front-office" do setor nos CEME resulta que a estes serão cometidas, em regime de concorrência, as atividades de:

   a) Angariação comercial de clientes para o setor;

   b) Apoio aos clientes e tratamento de reclamações sobre o setor (ainda que estejam definidas responsabilidades a este nível para os operadores de pontos de carregamento OPC);

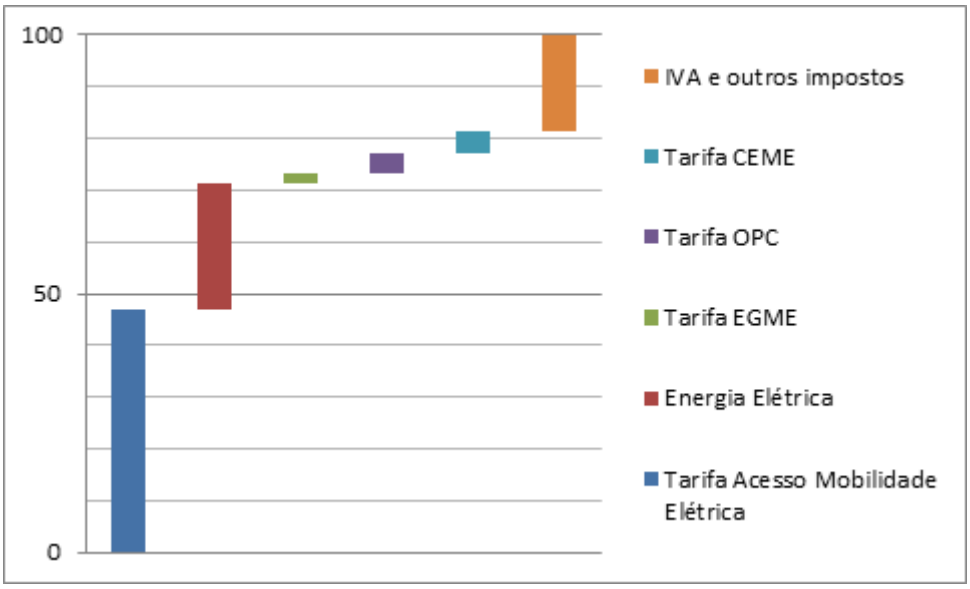
   c) Faturação e cobrança das diferentes componentes e tomador único do risco do setor perante eventuais incumprimentos.

4. O modelo de comunicação dos consumos/tempos reais entre o OPC/EGME/CEME, por ausência de mais informações, admite-se que esteja em linha com o definido no Guia de Medição Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD) para o setor elétrico.

5. Nesse pressuposto, os fluxos de informação com os dados reais de consumo de eletricidade, tempos de utilização dos pontos de carregamento e dados de faturação serão apresentados em momento diferente do próprio consumo.

6. O gráfico apresentado ilustra o peso que podem tomar as diferentes componentes da tarifa final a ser apresentada pelos CEME aos UVE. Sendo uma aproximação a base 100, sem dados que possam aferir da sua racionalidade em termos das tarifas CEME, OPC e EGME a não ser o bom senso de considerar que as respetivas tarifas terão que ser sempre residuais em comparação com as demais para que o modelo proposto seja viável.

Estimativa de decomposição da tarifa final



Fonte: CT

7. Não sendo a mobilidade elétrica um serviço público essencial, recomenda-se que o Regulamento permita a implementação complementar de formas flexíveis de contratação, nomeadamente sistemas pré-pagos ou outros, com grande amplitude do ponto de vista da comercialização, de forma a possibilitar um acesso mais generalizado aos serviços de carregamento por parte dos utentes, nacionais e turistas.

6. Termo de entrada

1. O RME em consulta pública dispõe que a aplicação e consequente faturação do Acesso às Redes para energia elétrica entregue à mobilidade elétrica deverá ser efetuada no referencial do contador de mobilidade elétrica utilizado pelo UVE para carregamento do seu veículo elétrico.

2. Considerando que existe diferença entre o contador da mobilidade elétrica utilizado pelo UVE e o contador do ORD instalado no ponto de entrega que advém dos consumos próprios do posto de carregamento e que às entregas da rede de distribuição são aplicadas tarifas de acesso com termos de energia e potência, o CT entende que o GMLDD deverá integrar uma regra para cálculo do valor da Potência Contratada da instalação de utilização onde se situam os Postos de Carregamento.

3. Uma vez que se consideram valores de 15 minutos, o CT admite que a regra poderá definir a aplicação do escalão imediatamente acima do valor máximo registado no último ano.

7. Aspetos relativos ao Modelo de Regulação

a) Proveitos da EGME

1. A proposta de RME define um modelo de aceitação de custos economicamente justificáveis para efeitos da determinação dos proveitos da EGME.

2. O CT considera que sendo esta uma atividade inovadora (sobre a qual a possibilidade de

estabelecimento de referenciais de custos, realização de benchmarks ou de estudos comparativos com entidades homólogas de outros países é muito limitada), o modelo de regulação proposto poderá ser justificável.

3. No entanto, o CT alerta para o risco de este modelo poder tornar a rede de carregamento economicamente insustentável – risco aliás reconhecido pela ERSE – colocando em risco a própria dinamização da mobilidade elétrica.
4. De notar que tal é uma decorrência do abandono do conceito de "nivelamento intertemporal da componente do custo com o capital" em vigor no RME atual, que em boa medida mitigava estes riscos.
5. Este risco é ainda potenciado pelo facto de a ERSE estar a assentar a sua análise de viabilidade – não quantificada – na existência de uma rúbrica designada por "subsídios e comparticipações".
6. Na ausência destes "subsídios e comparticipações", questiona o CT se o modelo de custos aceites economicamente justificáveis terá uma tradução tarifária comportável e adequada à dinamização da atividade da mobilidade elétrica.
7. Atento o exposto, solicita o CT a ponderação destes aspetos por parte da ERSE.

b) Proveitos não regulados da EGME

1. No documento justificativo (p.13) a ERSE refere a existência de proveitos não regulados que prevê que cresçam de forma gradual no último terço do período analisado.
2. Tratando-se de proveitos não regulados associados a atividades não reguladas que esta entidade possa vir a exercer ao abrigo da legislação em vigor, o CT questiona como é que os mesmos podem vir a beneficiar a atividade regulada.
3. O CT questiona ainda, se caso essas atividades venham a apresentar perdas se as mesmas poderão de igual modo afetar os proveitos da atividade regulada.

c) Subsídios e comparticipações

1. De acordo com as normas contabilísticas em vigor, as comparticipações relacionadas com ativos amortizáveis devem ser reconhecidas como rendimentos durante a vida do ativo e, no caso dos subsídios à exploração estes devem ser reconhecidos em resultados no exercício económico a que respeitam.
2. O CT solicita a clarificação sobre a utilização dos termos "subsídios" e "comparticipações" e sua aplicação na fórmula do artigo 17.º do RME, nas componentes designadas por $\tilde{S}_t$, Am_t e Act_t.

d) Tarifas da EGME aplicáveis aos CEME

1. A proposta de RME prevê que a tarifa a aplicar pela EGME aos CEME seja composta pelos seguintes preços:
   - Termo fixo, definido em Euros por ano;
   - Termo dependente do número de carregamentos, definido em Euros por carregamento;
   - Termo dependente do tempo de carregamento, definido em Euros por hora e por período tarifário.
2. Os dois primeiros preços refletem a estrutura de custos da prestação dos serviços assegurados pela EGME. O termo fixo reflete a existência de uma parte de custos fixos na atividade da EGME, enquanto o segundo preço está associado à necessidade de a EGME registar e processar toda a informação relativa às transações despoletadas pelos UVE que varia proporcionalmente com o número de carregamentos.

3. A consideração de um termo dependente do tempo de carregamento levanta dúvidas ao CT. Por um lado, a duração dos carregamentos não parece ser um indutor de custos na EGME. Por outro lado, ao aplicar um preço dependente do tempo de carregamento pode estar a promover-se o carregamento nos postos mais rápidos, com maior potência, o que poderá não ser a opção mais eficiente do ponto de vista do sistema elétrico.
4. A utilização do carregamento rápido, em detrimento das formas mais lentas, dificultará a gestão dos consumos de energia ligados à mobilidade elétrica, designadamente a possibilidade de transferir o carregamento para os períodos noturnos, onde é normal existir maior quantidade de produção renovável.
5. Pelas razões apontadas o CT solicita à ERSE o esclarecimento das razões que subjazem à proposta de adoção deste 3.º termo e a ponderação da sua não adoção.

e) Tarifas da EGME aplicáveis aos OPC

1. O documento em análise coloca em discussão dois modelos de tarifa a aplicar pela EGME aos OPC.
2. O primeiro modelo prevê um pagamento único pela integração de novas instalações na rede de mobilidade elétrica, enquanto o segundo modelo prevê, para além de um pagamento inicial, a aplicação de uma tarifa a pagar pelo OPC pela prestação de serviços da EGME ao OPC. Depreende-se que, no primeiro modelo, o pagamento único seria significativamente superior ao que resultaria em caso de aplicação da estrutura tarifária correspondente ao segundo modelo.
3. O CT considera que a segunda opção se poderá adequar mais à realidade atual, caracterizada por reduzidos níveis de atividade. Efetivamente, numa altura em que não existe uma quantidade de UVE suficiente para justificar o investimento em novas instalações de carregamento, um pagamento inicial mais elevado, tenderá a diminuir a propensão dos OPC para expandir a rede existente, com os naturais reflexos negativos no crescimento do número de UVE.
4. Relativamente à metodologia sugerida para a segunda opção, e à semelhança do que acontece em relação às tarifas aplicáveis aos CEME pela EGME, o CT reitera as suas dúvidas e o seu pedido de esclarecimento sobre a inclusão de um termo tarifário dependente do tempo de carregamento.

8. Especificidades das Regiões Autónomas

1. Sendo salutar o alargamento da mobilidade elétrica às Regiões Autónomas, no que concerne a pequenos sistemas isolados, este deve acautelar algumas particularidades.
2. Os postos de carregamento rápidos a introduzir nas ilhas poderão acarretar algumas consequências de curto ou médio prazo já que, o potencial aumento da procura em horas de ponta pode traduzir-se, em reforço de potência em centros produtores (a título ilustrativo refere-se que um posto de carregamento rápido tem uma potência equivalente a 1% da potência instalada na ilha Graciosa ou 5% da potência instalada na ilha do Corvo).
3. O CT reconhece que o potencial de desenvolvimento da mobilidade elétrica nas Regiões é muito expressivo. Contudo, dado que a inexistência de mercado livre pode gerar ineficiências na participação no CEME num contexto totalmente regulado, o CT sublinha a necessidade de acautelar a não transferência de custos para o SEN.

Aprovado em 30 de julho de 2015.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Medidas corretivas e de compensação aos clientes resultantes da auditoria aos contadores bi-horários e tri-horários das regiões autónomas dos Açores e da Madeira ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, recentemente revistos pelo Decreto-Lei nº 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "*(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [139]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Em cumprimento dos procedimentos legais estabelecidos, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou ao Presidente do Conselho Tarifário, o projeto de Diretiva contendo a "*Aprovação de medidas corretivas e de compensação aos clientes resultantes da auditoria aos contadores bi-horários e tri-horários das regiões autónomas dos Açores e da Madeira*" solicitando a emissão de parecer sobre o mesmo.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário, emite o seguinte parecer:

1- O CT congratula-se por, oportunamente, ter suscitado a realização de auditorias aos contadores instalados e entende que as mesmas cumpriram os objetivos, identificando procedimentos e sinalizando aspetos a melhorar, corrigir e repor.

2- Com efeito, o Conselho sublinha, em geral, o efeito pedagógico das auditorias e os benefícios advenientes das mesmas para as empresas reguladas e para os consumidores, designadamente por permitirem verificar a adequação dos procedimentos a uma realidade dinâmica.

3- A proposta de Diretiva remetida a parecer pelo CT, determina a compensação aos clientes afetados pelo desacerto horário nos registos dos contadores com tarifa bi-horária e tri-horárias, medidas corretivas em sede de aquisição e de funcionamento de equipamentos de contagem e procedimentos de reporte de anomalias.

4- O CT não pode deixar de assinalar o tempo excessivo que decorreu entre a decisão de realização das auditorias nas Regiões Autónomas e a sua concretização, bem como, entre a receção dos relatórios pelo Regulador e a elaboração da Diretiva agora remetida.

5- Nota, ainda, que a partir do momento em que foi identificado um problema quanto aos equipamentos de medição no continente até à realização das auditorias nas Regiões Autónomas, as respetivas empresas reguladas aplicaram medidas corretivas nos procedimentos e no parque de contadores multi-horários instalados.

6- O CT aguarda as propostas de alteração do GMLDD do setor elétrico, incluindo a definição da banda de tolerância a considerar no futuro, esperando igualmente a sua expressa transposição, com as devidas adaptações, para as Regiões Autónomas.

7- De referir, ainda, que do conjunto da documentação recebida o CT não identificou qualquer referência a quem suportará a final os custos da realização destas auditorias, reiterando o seu entendimento que os mesmos não devem ser repercutidos nas tarifas dos consumidores.

[139] Cf. artigo 45º dos Estatutos da ERSE.

8- Sem prejuízo do observado, o CT considera que a Diretiva proposta responde globalmente aos objetivos preconizados, assinalando, contudo, na especialidade, o seguinte:

a) No ponto 4. alínea d) da proposta de Diretiva, é referido que as compensações são suportadas pelas empresas concessionárias quando ocorridas entre 2009 e 2012, enquanto que, nos pontos I.1. e I.2 do anexo, é mencionado "*data anterior a maio de 2012*" pelo que, sugere, que seja clarificada a aparente desconformidade de datas.

b) A adoção dum perfil de consumo "elástico" para efeitos de cálculo da valorização económica das anomalias dos contadores afigura-se positiva.

c) O CT entende que opção de compensar "cada situação em concreto" prevista na alínea b) do ponto 4. é a mais correta.

d) O CT considera que a ERSE deve esclarecer como pretende assegurar a identificação de "*todas as situações de anomalia de atraso no relógio dos contadores multitarifa, cujo contrato preveja a faturação bi ou tri-horária, que tenham ocorrido entre 2009 e 2012*".

e) O CT concorda com o princípio da aplicação das compensações devidas de forma automática, por iniciativa dos ORD's.

f) O CT questiona a ERSE quanto à compatibilização da medida referente à dedução dos proveitos permitidos no processo de cálculo das tarifas de cada um dos operadores de rede prevista na alínea h) do ponto 4 com o atual enquadramento regulamentar.

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário entende que a proposta apresentada pela ERSE deverá ter em conta as preocupações e recomendações que antecedem.

Aprovado em 30 de março de 2015.

3. PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO

◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição em AT e MT - PDIRD-E2016 ◆ [Consulta Pública n.º 56]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços." [140]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, sobre a fixação de tarifas e preços, bem como outros documentos que sejam submetidos pelo Conselho de Administração (CA) da Erse, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a proposta de "Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição em AT e MT (PDlRD-E2016)" cabendo ao CT nos termos legais e regulamentares aplicáveis emitir parecer no prazo de 30 dias.

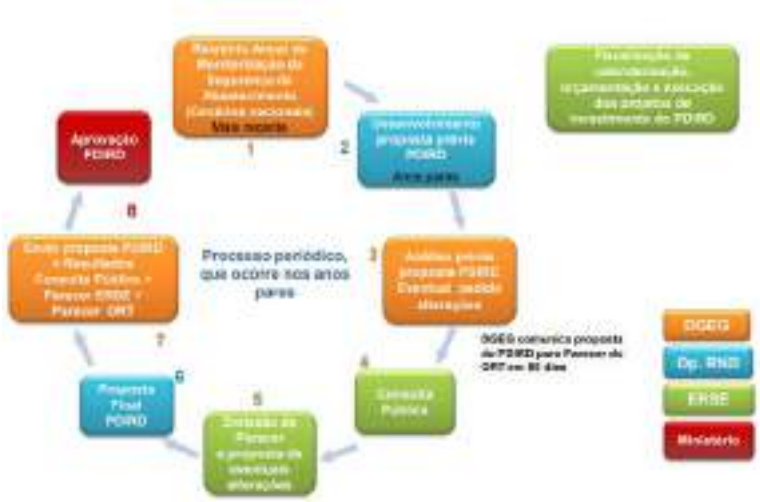
No decurso dos trabalhos foram efetuadas ao CT duas apresentações da responsabilidade do Operador da Rede de Distribuição, doravante ORD (EDPD) e da ERSE sobre o mesmo.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

PONTO PRÉVIO: Ciclo de planeamento do SEN

1. Com base nos pareceres emitidos pela ERSE e pelo Operador de Rede de Transporte (ORT), o operador da RND elabora a proposta final do PDIRD-E, a submeter à DGEG, que a enviará ao membro do Governo responsável pela área da energia, que tem a competência decisória após discussão na Assembleia da República, nos termos da Lei n.º 42/2016 de 28 de dezembro que no seu artigo 262.º altera a redação do artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, nesse sentido.

Desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRD



Fonte: ERSE

2. O CT considera fundamental que o ciclo de planeamento funcione de forma otimizada, incluindo em matéria de custos, sendo importante que as etapas acima descritas sejam sucessivamente cumpridas.

[140] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.9 97/2002, de 12 de abril.

3. Para tal, é relevante a tomada de posição em tempo útil e coordenada das entidades oficiais competentes, relativamente aos documentos sucessivamente apresentados pelos operadores, por forma a garantir a consistência e a articulação na execução entre os planos de transporte e distribuição e entre estes planos e os RMSA (Relatório de Monitorização de Segurança de Sistema), o que não tem sido plenamente conseguido.

4. O CT releva a não sincronização entre o ciclo regulatório e os ciclos do PDIRD (e também do PDIRT), sendo oportuno referir que algumas propostas do PDIRD se baseiam no atuai enquadramento e incentivos regulatórios, sem que a continuidade desse quadro esteja assegurada atendendo à próxima definição de um novo triénio regulatório. Assim, o ciclo de regulação (3 anos), por não ser coincidente com o horizonte temporal exigido 5 anos para o PDIRD (e 10 anos para o PDIRT) também não facilita o exercício previsional e respetiva análise, podendo ferir a consistência do plano com os parâmetros a aprovar pela ERSE.

I

GENERALIDADE

1. O PDIRD constitui o principal instrumento de planeamento da Rede Nacional de Distribuição (RND), sendo elaborado com periodicidade bianual e para um período de 5 anos, tendo em conta as necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança, regularidade e qualidade do abastecimento de energia elétrica e o cumprimento de metas de política energética.

2. O CT regista a qualidade do documento [PDlRD-E2016 (PDIRD 2017-2021)) apresentado pelo ORD e as melhorias verificadas face ao PDIRD anterior, tendo tido em conta a maioria dos comentários de melhorias propostos pela ERSE no seu parecer ao PDlRD-E2014, nomeadamente: análise de mais de um cenário de evolução da procura e de investimento, valorização económica dos benefícios quantificáveis (END e perdas de energia), apresentação do Plano a custos totais e continuidade do envolvimento de instituições científicas nos estudos[141] de fundamentação do PDIRD.

3. De acordo com a legislação em vigor, o planeamento da RND deve considerar entre outros, os seguintes aspetos:

   - Assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, e o seu desenvolvimento adequado e eficiente, no âmbito do mercado interno da eletricidade.
   - Estar coordenado com o planeamento da rede de transporte, nos termos definidos na lei.
   - Ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída de eletricidade.
   - Ter em conta a caracterização da RND, contendo a informação técnica que permita conhecer a situação da rede, designadamente a capacidade instalada nas subestações.
   - Ter em consideração o RMSA (Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento) mais recente.
   - Considerar os padrões de segurança para planeamento da RND e as demais exigências técnicas e regulamentares.

[141] Os Sumários dos estudos efetuados são apresentados no Anexo 8 à proposta de PDIRD E-2016.

- Considerar as solicitações de reforço da capacidade de entrega solicitada pelas concessionárias das redes BT e as licenças de produção atribuídas, bem como outros pedidos de ligação à rede de centros electroprodutores.

4. De uma maneira geral, o documento do PDlRD-E2016 apresentado justifica adequadamente os investimentos a realizar na RND no período 2017-2021 nos 5 vetores estratégicos definidos no Plano — Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência de Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços — verificando-se uma redução do investimento relativamente ao passado recente,
5. A atual proposta de PDIRD-E 2016 descreve, para o horizonte 2017-2021, um investimento global de 849 milhões de euros para o cenário central a custos totais, refletindo um conjunto de 120 projetos de investimento específico, englobados em programas de investimento, cujo montante global a custos primários ascende a 511 milhões de euros no cenário de referência (n.º 2), dos quais 280 milhões142 de euros correspondem a projetos e a programas de investimento já aprovados no PDIRD-E 2014 para o período 2017-2019.
6. A redução de investimento previsto traduz-se na passagem para valores médios anuais de CAPE)(total a custos totais de 164,2M€/ano em 2017-2018 e 150,4M€/ano em 2019-2021, o que corresponde a uma redução de 21% relativamente ao verificado no períod02014-2016, que foi de 189,3M€143/ano.
7. Os investimentos terão impacto na tarifa de uso da rede com um retorno decorrente da taxa de remuneração do capital definida pela ERSE bem como a inerente amortização, reafirmando o CT a recomendação de se efetuar o escrutínio pela ERSE dos investimentos propostos em cada PDIRD.

II

ESPECIALIDADE

A — Análise dos vetores de investimento propostos pelo ORD

1. O planeamento deve assegurar que a rede satisfaça as exigências regulamentares de variação de tensão e frequência e as restrições técnicas decorrentes da capacidade dos equipamentos e das instalações. Neste quadro, de acordo com o ORD, na elaboração do PDIRD foram tidos em consideração:
   - A evolução prevista dos consumos e potências de ponta das instalações;
   - Os níveis de perdas na rede de distribuição;
   - O desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnico;
   - A redução das assimetrias de qualidade de serviço técnico entre regiões;
   - A redução dos custos operacionais do sistema;
   - O aumento de inteligência na gestão otimizada da rede (novo item relativamente ao PDIRD anterior).

[142] Slide 4 da apresentação da ERSE.

[143] Estes números resultam ou constam da Tabela 11.9, página 216 da Proposta do PDIRD E 2016.

- Tal como mencionado no ponto 4.[144] foram considerados 5 vetores estratégicos de investimento, sendo o vetor Acesso a Novos Serviços um novo vetor relativamente ao PDIRD anterior.

2. Os investimentos que não se enquadram, total ou parcialmente, nestes vetores foram incluídos na rubrica "Outros", entre os quais os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Contadores, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento das RSFGC (Redes secundárias de faixas de gestão de combustível) e Corrente Urgente). Como cada programa de investimento pode contribuir para um ou vários vetores de investimento consta do Plano uma matriz com as respetivas contribuições.
3. Em relação à Segurança de Abastecimento, o ORD destaca que a RND deverá assegurar a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança regulamentares, incluindo o abastecimento das redes BT. Será ainda necessário antecipar os valores da potência de ponta em cada zona, quer decorrente da evolução dos consumos quer através da sinalização de zonas de crescimento localizado, considerando como área de referência o concelho.
4. Neste plano o ORD considerou como cenário de referência o cenário central de consumos, com uma taxa de crescimento média anual de 0,83% no período 2017-2021. A evolução do investimento neste vetor prevê uma redução do desenvolvimento de rede associado a novas subestações e linhas AT e MT e um crescimento do investimento obrigatório relacionado com a ligação de clientes resultante da recuperação económica que se espera.
5. Os investimentos a custos primários neste vetor considerados pelo ORD correspondem a cerca de 20% do montante global do investimento específico previsto no Plano.
6. O vetor Qualidade de Serviço Técnico (QST) que consta na proposta deste plano visa assegurar a melhoria da qualidade de serviço, com enfoque na redução das assimetrias, através de investimentos que pretendem atingir os seguintes objetivos:
   - Ligeira melhoria da qualidade de QST;
   - Redução das assimetrias de QST;
   - Aumento da resiliência das redes em zonas mais expostas a eventos meteorológicos excecionais;
   - Melhoria da continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos;
   - Melhoria das redes de alimentação a pontos de entrega com pior qualidade de serviço;
   - Redução do número de interrupções breves;
   - Garantia da qualidade da onda de tensão.
7. O ORD menciona que o Plano mantém a mesma estratégia do anterior, embora especificando mais duas áreas, nomeadamente a redução do número de interrupções breves e a garantia da qualidade da onda de tensão.
8. No âmbito do vetor da QST foram analisados pelo ORD três cenários de investimento tendo o ORD proposto o cenário central neste PDIRD 2017-2021, que corresponde a um investimento médio anual de 41,8 M€, cujo objetivo é atingir uma ligeira melhoria do nível de qualidade de serviço global para um grau de confiança de 95% e reduzir a assimetria entre regiões, admitindo um risco de ligeira degradação nas zonas com melhor qualidade,

[144] Pág. 3 da Generalidade.

9. Globalmente, os benefícios estimados pelo ORD associados aos projetos de investimento, previstos no cenário central, com impacto na qualidade de serviço, representam no fim do período 2017-2021, ganhos anuais de 5,5GWh145 de energia não distribuída (apenas a relativa às interrupções de fornecimento de energia por avaria).

10. A custos primários, os investimentos neste vetor considerados pelo ORD correspondem a cerca de 41% do montante global do investimento específico previsto no Plano, sendo as parcelas mais significativas a melhoria da QST e a renovação e reabilitação de ativos AT/MT. Considerando um cenário equilibrado o CT concorda com esta opção.

11. Tendo em vista o vetor Eficiência da Rede o objetivo deste Plano é reduzir os níveis de perdas na RND, sendo alocado neste vetor cerca de 8% do montante global do investimento específico a custos primários.

12. O CT considera fundamental o acompanhamento dos resultados dos programas associados ao vetor eficiência da Rede (Desenvolvimento de Rede; Redução de Perdas Técnicas AT/MT; Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT) cujos benefícios estimados pelo ORD, associados aos projetos de investimento deste PDIRD-E, representam no fim do período 2017-2021 ganhos anuais em energia de perdas na rede AT e MT de 73,7 GWh[146].

13. No vetor Eficiência Operacional o objetivo apresentado é dar prioridade aos investimentos que potenciem a redução de custos operacionais, encontrando-se identificados os seguintes programas, com um valor de 13% do montante global do investimento específico a custos primários, nomeadamente:

    - Programa Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo;
    - Programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações;
    - Programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT;
    - Programa Beneficiações Extraordinárias;
    - Programa Investimento Corrente Urgente.

14. Com o aumento de ativos na RND, as comunicações e a evolução tecnológica criam desafios de operação, tornando necessário adaptar a gestão da rede por forma a obter maior eficiência e potenciar o aparecimento de novos projetos que levam a alterações no âmbito em que se inserem os vetores de investimento.

15. Esses desafios relacionam-se com (i) a penetração da PRE cada vez mais significativa, (ii) o aumento da utilização de veículos elétricos, (iii) a capacidade de armazenamento, (iv) a tentativa de harmonizar o diagrama de cargas, entre outros fatores, o que motivou o ORD a introduzir um novo vetor, designado Acesso a Novos Serviços, fundamentado através de estudo realizado pelo INESC TEC.

16. Com o redesenho dos vetores estratégicos, o novo vetor Acesso a Novos Serviços tem por objetivo identificar a melhoria da capacidade de resposta do ORD, através de investimento inovador que proporcione maior inteligência na rede e que permita aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços de rede, facilitando a sua participação de forma ativa no desenvolvimento da RND, estando previsto um valor de 7% do montante global do investimento específico a custos primários.

[145] Página XIX do Sumário Executivo do documento do PDIRD.

[146] Página XIX do Sumário Executivo do documento do PDIRD.

B — Evolução do Consumo

1. Para servir de base à elaboração do PDIRD, foram fornecidos pela DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia) os pressupostos, incluindo os consumos, que estiveram na base do RMSA de 2014, embora este não tenha sido ainda aprovado e publicado à semelhança dos referentes aos anos seguintes.
2. A proposta do PDIRD 2016 apresenta três perspetivas de evolução do consumo de eletricidade para o período 2016-2021: cenário Superior, cenário Central e cenário Inferior, baseadas num estudo realizado pela EDP-D, considerando os consumos verificados nos anos de 2014 e 2015 e as previsões mais recentes para a evolução do nível de atividade económica, bem como as estimativas disponíveis para o impacto das medidas de eficiência energética.
3. A proposta do PDIRD 2016 utiliza como referência para a previsão da procura o cenário central do estudo da EDP o qual regista um crescimento médio anual de 0,83 96, entre 2017 e 2021, sendo maior esse crescimento nos níveis de tensão mais elevados (AT e MT).
4. O CT considera que o cenário de referência adotado no PDIRD é adequado e está de acordo com os dados mais recentes.
5. A proposta do PDIRD considera nas suas projeções as necessidades decorrentes da produção embebida bem como das medidas de eficiência energética. No entanto, relativamente à penetração do veículo elétrico, o plano assume que nos anos iniciais, o acréscimo de consumo por esta via não terá impacto relevante na rede e por isso não foi considerado.
6. A previsão global da procura tem influência apenas nas análises de impacto tarifário dado que os projetos de investimento na RND têm influência local e o seu dimensionamento tem por base o valor da ponta nas zonas em estudo (que será função da procura ou da produção de eletricidade nesse local).

C - Perdas globais nas Redes de Distribuição

1. A proposta do PDIRD-E considera a evolução das perdas globais (perdas técnicas mais perdas não técnicas) nas redes de distribuição, que se patenteia no quadro seguinte[147].

Energia transitada nas Redes de Distribuição (GWh)				
	Entrada	Saída (S)	Perdas (P)	p/S (%)
2013	48545	43858	4687	10,69
2014	48110	43808	4302	9,82
2015	48392	44277	4115	9,29
2016	48339	44391	3948	8,89
2017	48581	44685	3896	8,72
2018	48832	45032	3800	8,44
2019	49118	45388	3730	8,22
2020	49681	45965	3716	8,08
2021	49951	46257	3694	7,99

[147] Extraído da tabela 5.2 (Previsão de Consumos Globais) do PDIRD E2016.

2. O CT considera como favorável aos interesses dos agentes do setor elétrico a tendência de diminuição verificada a partir de 2013, que o ORD prevê que seja mantida, para que no final do período o valor de perdas globais se situe ao nível dos melhores anos já registados.
3. O CT continua a evidenciar, reforçando o já expresso no parecer que emitiu para a anterior proposta de PDIRD-E, que é indispensável a finalização de medidas que o ORD tem em curso, das quais se destacam a instalação de equipamentos inteligentes — DTC nos postos de transformação e EB nos pontos de entrega - de molde a possibilitar uma avaliação mais efetiva das perdas totais (técnicas mais não técnicas) nas redes de distribuição em baixa tensão (RDBT).
4. No domínio das perdas não técnicas, o CT considera indispensável que a ERSE desenvolva medidas que permitam quantificar essas perdas e atuar no sentido da sua prevenção e combate.
5. No domínio das perdas técnicas, a proposta de PDIRD-E assinala que o cálculo da energia de perdas técnicas na RND (AT/MT) é feito com recurso aos meios de cálculo de análise de redes (DPlan — Distribution Planning) considerando a ponta máxima das saídas das subestações e o fator de perdas do diagrama anual de perdas e assume o objetivo de continuar a melhorar as perdas na rede elencando um programa específico de investimentos que se estrutura na duplicação de saídas de subestações com maior utilização, estabelecimento de novas subestações nas zonas de maior concentração de carga e recuperação de redes de secção reduzida.
6. O CT regista que a proposta do PDIRD-E refere ainda que o nível de perdas técnicas na RND é considerado adequado[148], constatando-se existir um valor de perdas técnicas estabilizado que compensa o efeito da ligação de PRE na AT e que apresenta um risco diminuto face a cenários com níveis de procura mais elevados.
7. O CT considera positiva a evolução esperada no domínio das perdas técnicas na RND:
   - Por a mesma significar que os investimentos ponderados no PDIRD-E para o vetor eficiência vão conduzir a um decréscimo das perdas técnicas que se estima em 73,7 GWh/ano no final do período, contribuindo assim para que as tarifas pagas por todos os consumidores não sejam oneradas por esta via.
   - Por o ORD assinalar que continuará a acompanhar ativamente a evolução das perdas técnicas na RND, avaliando a oportunidade de investimento em projetos com uma relação benefício/custo em redução de energia de perdas superior à unidade.

D — Redes Inteligentes

1. Na avaliação da proposta de PDIRD, o CT teve presente os desafios que estão colocados aos operadores de redes que decorrem da necessidade de dar resposta a diversos objetivos regulatórios e de política energética, designadamente a integração de produção descentralizada e a criação de condições favoráveis para a participação ativa dos consumidores no mercado ("*demand response*").
2. Os desenvolvimentos verificados na última década vieram aumentar significativamente as exigências ao nível da operação de redes e de disponibilização de informação ao mercado. Esta realidade tem conduzido a necessidades de investimento em novas soluções tecnológicas que permitam efetuar a operação das redes de forma eficiente e com elevados padrões de segurança de abastecimento e de qualidade de serviço.

[148] Baseado em estudo do INESC-TEC que o situa em 2,2% o que comprova o já anteriormente referido no PDIRD-E 2014 suportado em estudo do IST.

3. É neste contexto que surge o conceito de "rede inteligente" definida pelo *Council of European Energy Regulators* (CEER). [149]

4. A proposta de PDIRD tem em conta esta nova realidade das redes elétricas prevendo investimentos significativos em redes inteligentes, verificando-se, à semelhança do que acontece nos restantes países desenvolvidos, um aumento do peso relativo deste tipo investimentos, que representa cerca de 25% do investimento específico total (131,8 M€ num total de 510,6 M€ a custos primários).

   - A proposta de PDIRD enquadra os investimentos em redes inteligentes nas seguintes categorias: Sensorização e Monitorização- preparação da rede para permitir a recolha de mais informação e com maior fiabilidade de modo a permitir uma operação mais rápida e inteligente;
   - Automação e Telegestão — automatização e gestão ativa da rede através da instalação de novos componentes e funcionalidades com caraterísticas tecnológicas avançadas;
   - Telecomunicações e Cibersegurança — modernização dos sistemas de telecomunicações e implementação de medidas destinadas a aumentar o nível de cibersegurança;
   - Automação do Processamento e Análise de Dados — necessidade de aumentar a capacidade de processamento e análise dos dados recolhidos da rede.

5. O CT considera adequado o investimento em projetos de redes inteligentes com análises custo-benefício positivas, de modo a que sejam criadas condições para responder aos novos desafios e complexidades sem aumentar os custos das redes para os consumidores.

E — Projeto "Aumento de Resiliência das Linhas Aéreas"

1. O PDIRD 2016 prevê um investimento de 7,5 milhões de euros que visa dar continuidade ao projeto-piloto do Louriçal, incluído no PDRID 2014, alargando as intervenções a 43 novos concelhos com zonas de risco identificadas com base no Estudo realizado pelo Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA) e a Universidade de Lisboa. O projeto-piloto ainda se encontra a decorrer, sendo prevista a sua conclusão em 2017.

2. O projeto-piloto e o investimento agora proposto têm como objetivo diminuir o risco de queda, derrube ou varejamento de árvores fora da faixa de proteção, motivada por eventos de natureza extrema, através de acordos com os proprietários para a reflorestação das zonas de risco com árvores de menor porte.

3. Sendo o SEN infraestruturas de interesse estratégico nacional, a sua segurança deve ser garantida, pelo que, as medidas a adotar para garantir a segurança devem ser devidamente enquadradas na legislação e regulamentação do setor elétrico.

4. Neste sentido, o CT recomenda que, a ERSE e os Operadores de Redes avaliem as ferramentas legais que têm ao dispor para garantir a segurança das redes e que se desenvolvam esforços para promover uma revisão e adequação da legislação às necessidades atuais.

5. Relativamente ao investimento da proposta de PDIRD em análise, o CT considera prudente aguardar pela conclusão do projeto-piloto do Louriçal e pela apresentação de um relatório detalhado sobre o mesmo, de modo a poder aferir os reais benefícios do investimento, permitindo uma opinião mais fundamentada do CT.

[149] Smart grid is an electricity network that can cost-efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it — generators, consumers and those that do both — in order to ensure economically-efficient, sustainable power systems with low losses and high levels of quality and security of supply and safety."

6. Estando prevista a conclusão do projeto-piloto em 2017, o CT recomenda que sejam seguidos os seguintes passos sequenciais:

a) Após a conclusão do projeto-piloto do Louriçal, o ORD deverá elaborar um relatório detalhado sobre os resultados obtidos;

b) Este relatório deverá ser submetido à apreciação da ERSE com solicitação de parecer ao CT.

c) A continuidade do projeto dependerá da apreciação positiva do relatório.

F - Impacto tarifário da proposta de PDIRD-E 2016 (2017-2021)

1. Como referido anteriormente, o CT pôde contar com duas apresentações dedicadas à análise da proposta do plano de desenvolvimento e investimento na rede de distribuição para o período 20172021, respetivamente pelo ORD e pela ERSE.

2. As duas entidades abordaram o tópico do impacto tarifário na mesma perspetiva, ou seja, através de simulações dos impactes dos custos decorrentes das necessidades de investimento da RND propostos nos proveitos unitários da atividade de distribuição de energia elétrica a recuperar pela aplicação da tarifa de uso das redes de distribuição aos consumidores. Essas estimativas foram realizadas para diferentes cenários de procura.

3. O CT considera que estaria em melhores condições de emitir uma avaliação objetiva no seu parecer se pudesse ter contado com uma estimativa do impacto tarifário dos investimentos propostos ao nível de tarifas de acesso[150], reconhecendo que seria necessário fixar um conjunto de hipóteses para o efeito.

4. O CT recorda que no parecer da ERSE ao anterior PDIRD-E, tal exercício foi efetuado onde se estimaram os impactos nas tarifas URD, nas tarifas de Acesso por nível de tensão e tarifas finais.

5. O CT considera como boa prática a partilha deste exercício e este deveria ter sido apresentado ao CT.

6. Adicionalmente, os cenários adotados peto ORD, por um lado, e pela ERSE, por outro, não são coincidentes, pelo que a comparabilidade dos dois exercícios está irremediavelmente comprometida.

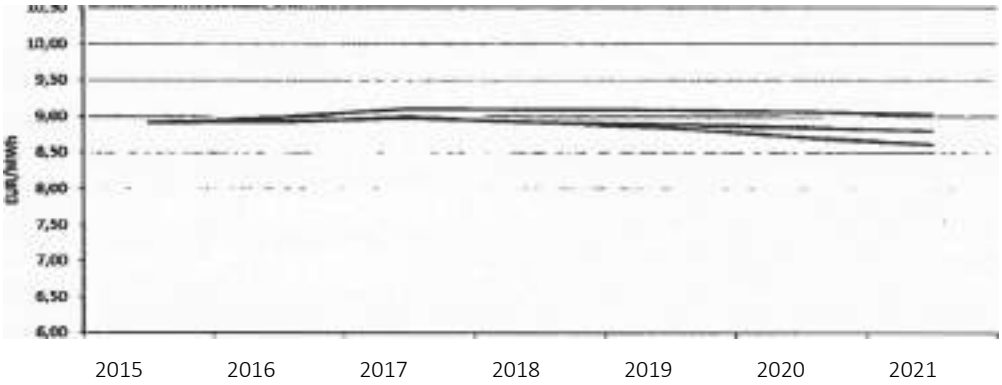
7. Constata-se que:

a) A ERSE opta por três cenários de procura: um cenário dito "central" com valores T2017 e a partir de 2018, uma evolução em linha com o cenário inferior apresentado no PDIRD 20172021; um cenário dito "superior" correspondente ao cenário superior considerado no PDIRD 2017-2021; finalmente, um cenário chamado de "inferior" onde se prevê os níveis de procura reais de 2015, seguindo-se uma variação nula nos anos seguintes.

b) Os resultados, enquadrados com algumas hipóteses identificadas, apontam para uma relativa estabilidade dos proveitos unitários nos anos 2017-2019, abaixo dos 9€/MWh para os dois primeiros cenários.

[150] E das tarifas de venda a clientes finais do CUR.

Proveito Unitário PDIRD 2017-2021



Fonte: ERSE, Apresentação ao CT.

c) O ORD, por seu turno, opta por um cenário de evolução da procura resultante de estudo próprio, onde considera os consumos verificados nos anos 2014 e 2015 e as previsões mais recentes da evolução da atividade económica, bem como as estimativas disponíveis para o impacto das medidas de eficiência energética. Com base no cenário central, conclui que é possível atingir em 2021 0 nível de proveitos unitários da atividade de distribuição de 2016 (9,05€/MWh), ainda que não detalhe totalmente as hipóteses subjacentes ao modelo de cálculo adotado.

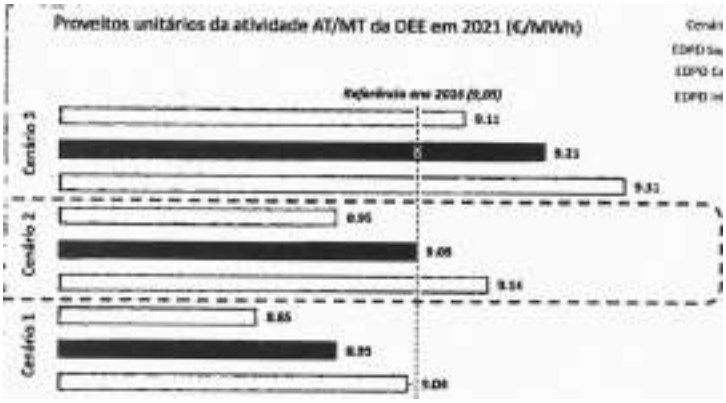
Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE para os diferentes cenários

Euros/MWh

Investimento	Cenarios	2016 Prov. Unitário (€/MWh)	2016 Prov. unitário (€/MWh)	2017 Prov. Unitário (€/MWh)	2018 Prov. Unitário (€/MWh)	2019 Prov. Unitário (€/MWh)	2020 Prov. Unitário (€/MWh)	2021 Prov. Unitário (€/MWh)	Taxa anual de investimento	Variação acumulada 16-21
Investimento Cenário Central	Cenário Central	8,80	9,05	9,11	9,16	9,17	9,05	9,05	0,00%	-0,03%
	Cenário Superior	8,80	8,90	8,99	9,00	9,08	8,90	8,95	-0,08%	-0,41%
	Cenário Inferior	8,80	9,11	9,17	9,25	9,24	9,17	9,14	0,06%	0,20%

Fonte. Proposta de PDIRD 2016, EDPD

Graficamente, e para o ano de 2021:



Fonte: EDP D, Apresentação ao CT

8. Perante estas duas simulações, onde somente o cenário superior adotado pela ERSE coincide com o cenário superior da proposta constante da proposta de PDIRD, dificultando como referido o foco de uma análise tarifária, sugere o CT:
   - Uma maior uniformização das metodologias e convergência de alguns cenários para as estimativas dos proveitos unitários.
   - A inclusão, por parte da ERSE, do cenário de referência adotado na proposta do PDIRD.
9. Apesar do exposto, o CT considera que é relativamente plausível que a proposta de PDIRD 2017-2021 conduza a uma ligeira diminuição ou estabilidade do nível de proveitos permitidos na atividade de distribuição, caso se mantenham os principais eixos regulatórios atuais, muito em particular, ao nível da remuneração do capital

G — IMPACTOS E BENEFÍCIOS

1. É com satisfação que o CT verifica que na proposta de PDIRD são apresentados os benefícios esperados, quantificados, tanto em termos globais como individualmente, em cada ficha de projeto de investimento.
2. No entanto, considera o CT que para uma análise mais completa do PDIRD é essencial a quantificação monetária dos referidos benefícios esperados, que na presente proposta apenas se verifica nos vetores QST e Eficiência de Rede.
3. Verifica-se ainda que a valorização monetária relativa aos benefícios associados à redução de energia não distribuída e à redução de perdas técnicas das redes não abrange todos os projetos da proposta, informação que o CT considera imprescindível que conste numa proposta de PDIRD.
4. Por outro lado, importa ponderar se os benefícios apresentados justificam a realização dos investimentos propostos, considerando que, a análise custo-benefício apresentada nas fichas dos projetos refere os custos primários dos mesmos, o CT considera que, os restantes custos relacionados com os projetos não são negligenciáveis, sendo benéfico, para uma melhor apreciação do custo-benefício dos projetos, que sejam incluídos todos os custos ou, pelo menos, uma estimativa.

H — Avaliação ex-post do PDIRD

1. O CT reconhece a importância do PDIRD enquanto instrumento de planeamento da RND que prevê o conjunto dos investimentos a realizar no período destinados a assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento, os padrões de qualidade legalmente exigidos ao ORD, bem como, o cumprimento das metas de política energética.
2. Por forma a atingir esses objetivos, o CT entende que é crucial que a execução dos investimentos inclusos no Plano seja monitorizada e sujeita a uma avaliação por parte do regulador.
3. O CT regista que a documentação de suporte à apresentação da Proposta de PDIRD não contém a avaliação da execução do Plano anterior, elemento que teria contribuído para uma análise mais robusta do conjunto dos investimentos que agora são propostos.
4. Neste contexto, o CT retoma a recomendação que formulou no parecer sobre o PDlRD-E 2014 no sentido da ERSE incluir na documentação de suporte da consulta pública a avaliação da execução do plano anterior.

III

CONCLUSÕES

O CT considera que a proposta de PDIRD-E 2016 cumpre os objetivos, sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas que a ERSE deverá ter em consideração na emissão do seu parecer.

Aprovado em 19 de janeiro de 2017.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2016-2025 ◆ [Consulta Pública n.º 53]

Os estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro e pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho preveem a existência dum Conselho Tarifário, órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."

O Conselho Tarifário reúne as suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural ordinariamente uma vez por ano a fim de emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo [151] e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

Extraordinariamente, as secções do Conselho Tarifário reúnem por convocação do seu presidente, por sua iniciativa, a pedido de, pelo menos, um terço dos seus membros ou a pedido do presidente do conselho de administração da ERSE.

Neste contexto, o Conselho de Administração da ERSE remeteu ao Conselho Tarifário o documento que se encontra em consulta pública intitulado "*Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o Período 2016-2025* ", solicitando a contribuição do Conselho no âmbito da mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos, tendo reunido conjuntamente com a entidade reguladora para aquele efeito em 29.12.2015. Igualmente, o operador da Rede Nacional de Transporte (RNT), fez uma apresentação do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade em Portugal continental para o período 2016-2025 (PDIRT 2016-2025) na mesma data.

Atendendo a que a forma de pronúncia do Conselho Tarifário é por intermédio de pareceres, nos termos do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o nº 1l do artigo 48.º e n.º 2 do artigo 49.º dos Estatutos da ERSE, a Seção do Setor do Elétrico do CT emite o seguinte parecer:

1. Enquadramento Legislativo

A elaboração do PDIRT 2016-2025 pela REN - Rede Elétrica Nacional, S.A., enquanto operador da rede de transporte, encontra-se enquadrada por:

1.1. Legislação Comunitária

- **Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho** - estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade e que revoga a Diretiva 2003/54/CE, contém os princípios gerais e as competências dos operadores das redes de transporte e das entidades reguladoras, no que concerne à elaboração de planos de desenvolvimento e investimento nas infraestruturas.

  Esta Diretiva transposta para a legislação portuguesa através do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 e do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, ambos de 8 de outubro, que alteram o Decreto-Lei n.º 29/2006 e o Decreto-Lei n.º 172/2006, respetivamente.

- **Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho** - relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003, estabelece o conceito de plano decenal, Ten-Year Network Development Plan (TYNDP), a ser apresentado de dois em dois anos, como um dos pilares do desenvolvimento das infraestruturas de energia europeias, incluindo uma perspetiva de adequação da capacidade de produção de eletricidade à escala europeia.

[151] Cf. artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro.

O plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, nos termos do n.º 10 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009, deve "*basear-se nos planos de investimento nacionais, tendo em conta os planos de investimento regionais referidos no n. º 1 do artigo 12.º e, se for caso disso, os aspetos comunitários do planeamento das redes, designadamente as orientações para as redes transeuropeias de energia*"

Os referidos planos de investimento regionais envolvem Portugal, Espanha e França, sendo desenvolvidos no âmbito da cooperação regional no seio da REORT para a eletricidade (Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de eletricidade, vulgarmente referida pela sua sigla em língua inglesa ENTSO-E),

A consolidação dos planos nacionais e regionais no plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária compete ao REORT.

A Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) e as entidades reguladoras nacionais devem garantir a conformidade entre os planos nacionais e o TYNDP, nos termos do n.º 11 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009 e do artigo 37.º da Diretiva 2009/72/CE, de 13 de julho,

- Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril - relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias e que se destina a facilitar o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade das redes energéticas transeuropeias, em particular os corredores prioritários para a integração de mercados, podendo, por isso, influenciar as decisões de investimento a nível nacional.

  De modo a desenvolver as áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa, este regulamento estabelece critérios para a identificação de Projetos de Interesse Comum (PCI) para União Europeia e contempla três objetivos principais:

  - ✓ facilitar a execução atempada dos PCI, estabelecendo, para isso, novos procedimentos de atribuição de licenças a estes projetos, mais transparentes e expeditos;
  - ✓ estabelecer regras para a imputação dos custos transfronteiriços dos PCI;
  - ✓ determinar as condições de elegibilidade dos PCI para a assistência financeira da UE ao abrigo do *connecting europe facility* (CEF) — mecanismo de apoio financeiro a investimentos destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e da tecnologia digital.

  A primeira lista de PCI da União foi adotada pela Comissão através do Regulamento Delegado (UE) n.º 1391/2013 da Comissão, de 14 de outubro. De acordo com o n.º 4 do artigo 3.º do Regulamento (UE) nº 347/2013, as listas de PCI serão estabelecidas de dois em dois anos. O processo de adoção da segunda lista de PCI encontra-se atualmente em fase de finalização.

- Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro - determina as condições, os métodos e os procedimentos para a concessão de assistência financeira da União Europeia às redes transeuropeias, a fim de apoiar PCI nos setores da energia, transportes e telecomunicações.

1.2. Legislação Nacional

- Decreto-Lei n.º 2150/2012, de 8 de outubro - procedeu à sexta alteração ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, estabelecendo o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador, à organização dos respetivos mercados e aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades, completando a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, que estabelece regras comuns para o mercado da eletricidade.

- **Decreto-Lei n.º 2154/2012, de 8 de outubro** - procedeu à quinta alteração ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, transpondo a Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, dando também execução ao Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003.

Nos termos do artigo 36.º-A do referido diploma, são expressas orientações relativas às seguintes matérias:

- ✓ os objetivos do PDIRT-E 2015;
- ✓ Os critérios a adotar na elaboração e aprovação do PDIRT-E 2015.

O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do Plano Nacional Decenal de Investimento na Rede de Transporte pode sintetizar-se:

- De acordo com a alínea e) do n.º 2 do artigo 24.º e no artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 215A/2012, de 8 de outubro, o planeamento da rede de transporte integra a caracterização da RNT e o PDIRT.

- O planeamento da RNT deve prever medidas destinadas a assegurar a adequação da rede, a segurança do abastecimento e a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, tendo em conta as disposições e os objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, no âmbito do mercado interno da eletricidade.

- Para estes efeitos, de acordo com o n.º 5 do artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, o PDIRT deve ser elaborado, para além de outros elementos referidos no artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, tendo em conta o detalhado no ponto 2 infra.

- De acordo com o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação do Decreto-Lei n.º 215B/2012, de 8 de outubro, a REN-Rede Elétrica Nacional, S.A., enquanto operador da rede de transporte, deve, até 31 de março dos anos ímpares, enviar à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) para apreciação a sua proposta de PDIRT, apreciação que incide nas necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento e o cumprimento de outras metas de política energética.

- A presente proposta de PDIRT 2016-2025, de junho de 2015, é agora submetida a consulta pública pela ERSE. Esta proposta tem em consideração e incorpora os decorrentes pedidos de alterações recebidos da DGEG em abril de 2015 sobre a proposta inicial de PDIRT 2016-2025 enviada pela REN àquela entidade em março desse ano.
- Em cumprimento do n.º 4 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE promove uma consulta pública pelo prazo de 30 dias.
- Os resultados da consulta pública, acompanhados do parecer da ERSE, serão posteriormente enviados para o membro do Governo responsável pela área da energia que decidirá sobre a sua aprovação.
- O CT ressalva, assim, que, a sua apreciação é de carácter essencialmente técnico e tem em vista habilitar a ERSE com um conjunto de recomendações ou preocupações que deverão ser tomadas em conta no parecer final a emitir pelo regulador até porque, uma vez aprovado o Plano, caberá à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNT, previstos no PDIRT, que ficam sujeitos ao seu parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições.

2. Pressupostos técnicos e legislativos tomados em consideração na elaboração do PDIRT 2016-2025

O operador da RNT propõe no PDIRT 2016-2025 os seguintes objetivos estratégicos: o Política energética;

- Política energética;
- Segurança do abastecimento;
- Qualidade de Serviço;
- Competitividade;
- Eficiência;
- Valorização sócio ambiental,

Alicerçados nos seguintes vetores de investimento:

a) Desenvolvimento estratégico da rede

- Receção de novos centros electroprodutores
- Reforços internos de rede

b) Apoio à rede de distribuição

- Novos pontos injetores
- Reforço transformação MAT/AT
- Ampliações de subestações

c) Interligações internacionais

- Nova linha de interligação e reforço da capacidade de interligação líquida para fins comerciais

d) Gestão de fim de vida útil de ativos

- Substituição seletiva de ativos baseada no seu estado

e) Otimização territorial da rede

- Valorização de património mundial e de zonas de elevada densidade populacional e urbanisticamente consolidadas.

3. Evolução face à proposta de PDIRT 2014-2023

3.1. O CT destaca a melhoria de sistematização e clareza na disponibilização de dados por parte da REN, designadamente:

3.1.1. Previsão da evolução do consumo de eletricidade: a proposta incorpora a evolução da procura mais recente, adotando, como cenário central a menor exigência prevista no RMSA-E 2014, e realizando uma análise de sensibilidade a outros cenários de evolução da procura.

3.1.2. Previsão para a ponta de carga da RNT: foi documentada a contribuição da produção distribuída na satisfação da 'carga natural', tanto ao nível do funcionamento global da RNT, como também da segurança de abastecimento em cada ponto de entrega.

3.1.3. Caraterização dos custos e benefícios associados aos projetos de investimento: foi adotada uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício aos projetos, assente numa análise multi-atributo, para apoio à decisão no exercício de planeamento, numa ótica de custo e beneficio.

3.1.4. Mérito dos projetos de investimento selecionados face às alternativas analisadas: foi incluída uma caraterização e justificação individual dos principais projetos de desenvolvimento da rede, sob a forma de ficha padrão integrando informação sobre enquadramento, benefícios esperados, descrição, alternativas e diagrama unifilar, com o objetivo de clarificar e fundamentar os projetos.

3.1.5. Informação económica para todo o período de abrangência do PDIRT: decomposição anual do valor de investimento específico na atividade de Transporte de Energia Elétrica e de Gestão Global do Sistema para o primeiro quinquénio do plano, dos montantes correspondentes a entradas em exploração para cada vetor de investimento (líquidos de comparticipações de terceiros), permitindo uma perceção da adesão temporal entre os valores anuais dos projetos apresentados neste plano e o seu reflexo nas tarifas.

3.1.6. Adiamento de projetos de investimento na RNT para receção da nova produção: a proposta não prevê a entrada de nenhuma nova grande central térmica até 2025, adotando um cenário de manutenção do atual parque térmico.

No que se refere à grande hídrica, do conjunto de novos aproveitamentos previstos na proposta de PDIRT 2014-2023 e que ainda não entraram em exploração, a presente proposta mantém todos os restantes, adiando-os no tempo, e não incorpora os aproveitamentos que, de acordo com as mais recentes indicações da DGEG, não entrarão em exploração no horizonte temporal da proposta de PDIRT 2016-2025,

a) No que se refere à grande hídrica, nos primeiros 5 anos, destacam-se Venda Nova III e Foz Tua a entrar em exploração em 2016.

Central	Potência Instalada (MW)	N.º de Grupos	Data de entrada em serviço
Venda Nova III	780 (bombagem)	2	2016
Foz Tua	251 (bombagem)	2	2016
Subtotal até 2018	**1031 (bombagem)**	**4**	**2016**
Girabolhos/Bogueira	364 (bombagem) + 31	2+3	2020
Daivões	114	2	2020-2022
Gouvães	880 (bombagem)	4	2020-2022
Alto Tâmega	160	2	2020-2022
Fridão	238	1	2022
Subtotal 2019-2025	**1787** **1244 com bombagem**	**14**	**2020-2022**
Total	**2818** **2275 com bombagem**	**18**	**2016-2022**

Fonte: PDIRTe

b) Na produção, excluindo a Grande Hídrica e Grande Térmica, destacam-se os primeiros 5 anos, por valores globais de capacidade instalada (MW) por tecnologia que é coincidente com o previsto no RMSA, conforme indicado no Quadro seguinte.

Horizonte	Cogeração	RSU	Biomassa	Ondas	Biogás	Solar	PCH	Eólica*
2015	1640	77	130	1	59	400	436	4842
2016	1660	77	140	6	60	460	434	4942
2020	1700	77	220	6	60	720	470	5300
2025	1840	77	250	6	65	810	570	5820

* A partir de 2017 inclui 25 MW de produção "*offshore*" ao largo de Viana do Castelo

3.1.7. Remodelações de instalações e equipamentos da RNT: são descritas as necessidades de investimento a realizar na modernização da RNT, tendo por base uma análise quantitativa e qualitativa do estado dos respetivos ativos, ponderado pelo nível de risco associado.

3.1.8. Impacte tarifário do volume de investimento proposto: é apresentada uma estimativa do impacto tarifário.

4. Investimentos obrigatórios

4.1. O CT relembra que, apesar do PDIRT 2014 - 2023 não ter sido explicitamente aprovado, a REN, na sua qualidade de concessionária da RNT, e de acordo com as orientações do Concedente, tem que assegurar a realização dos investimentos que permitam:

a) A implementação do PDIRD, que foi aprovado em 2015, exige uma colaboração e sincronização com o ORD e, naturalmente, investimentos por parte da concessionária da RNT que se encontram, ou não, elencados no PDIRT;

b) A concretização do PNBEPH, em particular as ligações das centrais hídricas com bombagem, Venda Nova III e Foz Tua, que entrarão em exploração em 2016;

c) A integração da nova produção renovável já licenciada;

d) A construção atempada da infraestrutura de transporte offshore pela concessionária da RNT para possibilitar o aproveitamento dos recursos marinhos, nomeadamente produção eólica offshore e escoamento da mesma, projeto enquadrado "*No Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis no horizonte de 2020 (PNAER2020)",* consagrado pela Resolução do Conselho de Ministros de n.º 20/2013, publicada em 10 de abril de 2013.

4.2 Como refere a REN no documento disponibilizado a consulta pública, alguns investimentos já se encontram em execução, nomeadamente por despachos da tutela produzidos oportunamente, considerando o CT que esta realidade deve ser expressamente identificada e separada.

4.3 O CT recomenda que o Plano colocado a discussão pública passe a identificar, separando-os por origem (ex. PDIRD; novas ligações), quais os investimentos que são o resultado de compromissos anteriormente assumidos.

5. Integração de produção eólica offshore

5.1. O PDIRT em discussão encontra-se dividido em dois períodos 2016/2020 e 2021/2025, sendo indicativo o investimento neste último período.

5.2. Tal como mencionado no PDIRT a elaboração, a cada dois anos, do plano de desenvolvimento e investimento da rede de transporte, permite um acompanhamento mais preciso do contexto e dos fatores críticos de decisão, através da janela temporal deslizante de dez anos subsequentes e assim, em cada nova edição, ter uma perspetiva com maior acuidade dos investimentos da RNT para o segundo quinquénio do horizonte do atual Plano.

5.3. O PDIRT apresenta e justifica a relação entre os vetores de investimento da rede de transporte e os principais objetivos estratégicos nacionais, onde se insere a infraestrutura estratégica da RNT para recolha de energia de aproveitamentos de energia renováveis.

5.4. Ora, tendo por base a política energética e os inerentes desenvolvimentos mais recentes, é necessário construir, até final de 2017, as infraestruturas elétricas de ligação à RNT do centro electroprodutor *offshore*, denominado por projeto *WindFloat*, ao largo de Viana do Castelo, materializando uma medida de política energética, para apoio à implementação de tecnologias inovadoras, uma vez que o suporte financeiro deste projeto, designadamente no âmbito do NER300, está sujeito ao cumprimento dos prazos de implementação estabelecidos no programa.

5.5. Sendo este um investimento inovador, dada a inexistência de preços de referência e a posterior repercussão nas tarifas, o CT recomenda à ERSE que, no âmbito das suas funções, faça um acompanhamento específico da concretização deste investimento e respetivos custos de operação.

6. Agilização do procedimento de consulta e conteúdo das questões

6.1. O CT reforça a recomendação de agilização do processo de consulta pública e a necessidade de ajustar os timings dos procedimentos, evitando que os documentos apresentados a discussão pública e decisão se baseiem em estimativas ultrapassadas.

6.2. Acresce que, a existência dum desfasamento temporal entre a apresentação do PDIRT face à aprovação do PDIRD como sucede no caso concreto, reforça a necessidade duma identificação dos investimentos que estão em curso.

6.3. O Conselho reitera que a formulação das questões pela ERSE continua a poder ser melhorada, devendo evitar que sejam indutoras de respostas, demasiado genéricas ou excessivamente técnicas.

7. Proposta PDIRT 2016-2025

7.1. O PDIRT é um instrumento de planeamento apresentado pelo ORT orientado por objetivos estratégicos, cuja elaboração obedece aos padrões de segurança para planeamento da Rede Nacional de Transporte de eletricidade ("RNT") e demais disposições legais e regulamentares em vigor, nomeadamente as relativas à Qualidade de Serviço.

7.2. O PDIRT deve ter em conta as orientações de política energética, os pedidos de ligação de nova produção, as solicitações de reforço do Operador da Rede de Distribuição e estar coordenado com o plano decenal à escala europeia.

7.3. A atual proposta de PDIRT resulta da revisão efetuada pelo ORT após uma primeira apreciação da DGEG, no âmbito das suas competências[152].

7.4. Para o período de 2016 a 2025, o ORT propõe um valor médio anual do investimento de 117 M€/ano e prevê num beneficio estimado de 180 M€/ano para o Sistema Elétrico Nacional ("SEN"), segundo os resultados da aplicação da análise multicritério/custo-benefício desenvolvida nesta proposta de Plano.

7.5. A metodologia de apoio à decisão multicritério/custo-benefício apresentada pelo ORT baseia-se na que a Comissão Europeia utiliza, sob proposta da ENTSO-E[153], para a avaliação de projetos de transporte de energia elétrica à escala europeia a qual permite avaliar de forma homogénea projetos de investimento em redes de transporte de energia elétrica, através da consideração de custos e benefícios para a sociedade.

7.6. A REN desenvolveu, para o presente PDIRT, para análise e apoio à decisão de projetos uma metodologia combinada multicritério/custo beneficio, sintonizada com as boas práticas internacionais (CE e ENTSO-E) e incorporando sugestões recebidas durante o processo de consulta pública do PDIRT 2014-2023. Esta metodologia oferece, ao agente de decisão, um amplo espectro de atributos, muitos deles monetizados (tal como o beneficio socioeconómico decorrente redução dos custos com aquisição de combustíveis de fontes não-renováveis, redução com os custos com as licenças de C02 e as trocas comerciais com os demais países europeus).

7.7. Os projetos da proposta de PDIRT permitem, adicionalmente, segundo o ORT, a incorporação de um conjunto de benefícios não monetizados constantes da análise multicritério/custo-benefício baseada na metodologia adotada pela ENTSO-E e aprovada pela Comissão Europeia, constituindo a RNT condição necessária para a concretização e materialização dos referidos benefícios.

A — Investimento e Informação Financeira

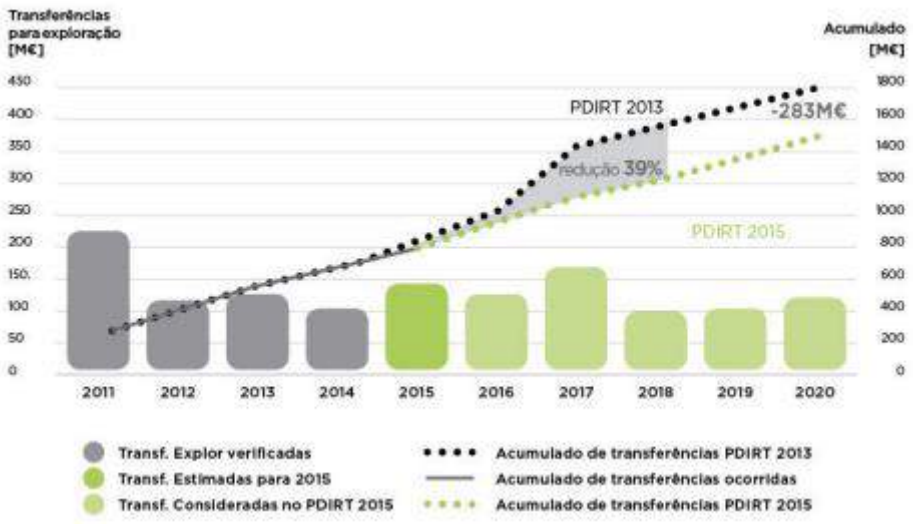
7.8. Comparativamente com a proposta de PDIRT 2014-2023, a proposta de PDIRT 2016 2025, prevê uma redução do investimento (aproximadamente 39% no triénio 2016-2018), contemplando cerca de menos 283 M€ de CAPEX acumulado no horizonte até 2020.

[152] Cf. art.º 36-A do Decreto-Lei n.º 17212006, de 23 de agosto, relativo ao procedimento de elaboração do PDIRT.

[153] A metodologia multicritério/custo-benefício da ENTSO-E é utilizada no contexto do "Ten-Year Network Development Plan" (TYNDP), sendo um instrumento relevante no processo de seleção de Projetos de Interesse Comum, no espaço da União Europeia.

Comparação do investimento PDIRT 2015 vs PDIRT 2013

(*imagem do PDIRT*)



7.9. Esta redução é referida pelo ORT como o resultado dos mecanismos de ajuste e recalendarização previstos exercício de planeamento realizado num contexto macroeconómico de incerteza, designadamente de projetos associados a ligação de novos centros electroprodutores, novos pontos injetores de ligação à rede de distribuição e de projetos de cariz socio-ambientais, no esteio de uma visão de realização de investimentos de forma seletiva e mobilizada principalmente por objetivos estratégicos.

7.10. A proposta de PDIRT apresenta um conjunto de informação financeira, com discriminação por projeto e os valores anuais de investimento, realçando uma evolução de maior detalhe face à proposta de PDIRT anterior, permitindo avaliar-se o custo e mérito dos projetos associados, de forma mais concreta e discriminada.

7.11. Os valores de investimento apresentados encontram-se expressos em preços reais médios de mercado a Custos Diretos Externos (CDE), com base nos custos de referência e respetivos fatores de eficiência fixados pela ERSE em 2014. Os valores considerados são líquidos de comparticipações.

7.12. Nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário, os custos de referência são custos eficientes determinados na sequência de uma avaliação conjunta dos investimentos efetuados pela concessionária da RNT em confronto com as práticas de outros operadores congéneres europeus. Na formação dos custos totais de referência, está prevista a aplicação de taxas de referência, sobre os CDE, relativas a encargos de estrutura e de gestão e a encargos financeiros, sendo a última dependente da tipologia do investimento.

B. Vetores de Investimento (MO I Período 2016-2020

7.13. Os projetos da proposta de PDIRT 2016-2025 estão organizados em cinco vetores principais de investimento que se conjugam com os objetivos estratégicos aos quais o PDIRT visa dar resposta: Política Energética; Segurança de Abastecimento; Qualidade de serviço; Competitividade; Eficiência e Valorização Sócio-Ambiental.

7.14. O período 2021-2025 contém um conjunto de projetos com calendarização imprecisa, pelo que a presente descrição se encontra mais focada no grupo de projetos previstos na proposta para o período 2016-2020 (no Anexo 3 da proposta de PDIRT, pode verificar-se o estado de maturidade de cada projeto e o seu grau de desenvolvimento à data da apresentação da presente proposta):

7.15. O vetor Desenvolvimento Estratégico da Rede (275 M€), representando 45% do total do investimento para este período, agrega projetos relacionados com política energética e que permitem a ligação de nova produção e a adequada capacidade de receção, para além dos que estabelecem as condições estruturantes para a resiliência da rede à variação dos fluxos, e.g. meios de gestão de reativa e fechos de malhas em muito alta tensão ("MAT");

7.16. O vetor Apoio à rede de Distribuição (133 M€), com 22% do investimento, inclui projetos na fronteira transporte-distribuição, designadamente reforços de transformação e fechos de malhas para criação de condições de segurança do abastecimento de acordo com o critério 'n-l', novos painéis em subestações existentes ou ainda a criação de novos pontos de alimentação (três neste período, dois deles em instalações já existentes). Os projetos de investimentos consignados neste vetor são fruto dos trabalhos de planeamento coordenado desenvolvidos pelo ORT e pelo ORD;

7.17. O vetor Interligações Internacionais (37 M€) representa 6% do investimento e prende-se com o reforço das capacidades de troca de energia com Espanha, ao encontro dos objetivos acordados pelos governos de ambos os países, no quadro de uma maior integração de mercados à escala ibérica e europeia;

7.18. O vetor Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos (142 M€) representa 23% do investimento e refere-se aos projetos que visam preservar a adequação do desempenho dos ativos da RNT tendo em vista a eficiência operacional da rede, com base na avaliação do estado, em vez da mera observação da idade - a metodologia adotada pelo ORT permite uma poupança de cerca de 660 M€,

7.19. O vetor Otimização Territorial da Rede (20 M€), com 3% do investimento, diz respeito a projetos de reconfiguração da rede para otimização da ocupação territorial de superfície em zonas de Património da Humanidade (especificamente no Alto Douro Vinhateiro, cujos estudos decorrem de uma medida de Declaração de Impacte Ambiental de infraestruturas necessárias para a segurança de abastecimento à zona do Grande Porto) e em zonas urbanas consolidadas de elevada densidade populacional.

C. IMPACTO TARIFÁRIO

7.20. Ponderando, exclusivamente, os efeitos cumulativos das entradas em exploração e das amortizações, o ORT apresenta uma análise do impacte tarifário do PDIRT no preço médio da tarifa de transporte, nas tarifas de acesso e no preço médio total para diferentes cenários de procura.

7.21. Concluindo que, confirmando-se os pressupostos considerados pela REN, apesar do peso das atividades do ORT representarem apenas 5,5% no preço médio do setor elétrico, em 2015, este Plano, mantendo todos os restantes custos constantes, permite uma redução do preço médio de 1,7 €/MWh a 5,7 €/MWh e uma redução na tarifa de acesso à rede entre 0,2% e 0,8%, dependendo dos cenários de procura considerados.

D. ANÁLISES E RESULTADOS COMPLEMENTARES

7.22. As análises de sensibilidade efetuadas à evolução da procura, considerando uma estagnação das pontas de carga nas subestações, e ao andamento da oferta, assumindo até 2025 a continuidade em serviço das centrais a carvão de Sines e do Pego e a gás natural da Tapada do Outeiro, mostram que os cenários de referência utilizados pelo ORT são menos sensíveis à procura e mais sensíveis à oferta, tendo o ORT adotado o cenário mais conservador do lado da oferta o que se traduz num balanço mais favorável do ponto de visto do seu impacto no plano de investimento.

7.23. Ainda, no âmbito da elaboração da proposta de PDIRT 2016-2025, foram também realizadas diversas outras análises, tais como:

(i) Estabilidade do sistema em que a RNT se encontrará dimensionada para ter um comportamento estável, mantendo o sincronismo para o conjunto de grandes perturbações de acontecimento mais provável (estabilidade transitória) e, ainda, para ter um adequado amortecimento das oscilações subsequentes a pequenas perturbações (estabilidade dinâmica), e

(ii) Qualidade de serviço, valorizando o sentido de adequação dos níveis de continuidade de serviço com redução de energia não-fornecida em risco e maior resiliência das redes a cavas de tensão, incluindo a rede de distribuição associadas aos reforços de transformação e fechos de malhas para garantia dos critérios de segurança e de planeamento.

8. Vetores de Investimento

8.1. O PDIRT 2016-25 escolhe um conjunto de cinco vetores para definir o correspondente espaço de investimentos. O vetor sobre o qual a projeção de investimento é de maior amplitude (45% do total), designado de Desenvolvimento Estratégico, corresponde à fronteira entre a Rede e o sistema a montante, o sistema de produção de energia. A Rede tem de receber a «nova produção» e tem de ser robusta para responder a grande diversidade de perfis de produção, perfis que a Rede não estabelece nem controla.

8.2. O segundo vetor do espaço de investimentos, com 22% do total, corresponde à fronteira a jusante, à distribuição de energia elétrica. É designado por Apoio à Rede de Distribuição. Este investimento é naturalmente de extrema importância, decisivo na satisfação do consumo, e foi planeado com base em cooperação e entendimento técnico com o operador da rede de distribuição.

8.3. Outro vetor, com 23% do total, concerne a políticas de operação e manutenção do sistema, a manutenção dos ativos tendo em atenção a condição, o estado físico e a operacionalidade e não meramente a idade. Obsolescência técnica é o fator crítico de rejeição. A este vetor o PDIRT designa Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos; poder-se-ia simplesmente chamar Gestão de Vida Útil de Ativos.

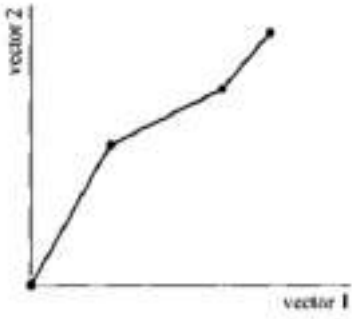
8.4. Há ainda mais dois vetores, mas têm um carácter diferente, marcadamente político. Um vetor, denominado de Interligações Internacionais, propõe ainda um incremento de capacidade de interligação e corresponde a um esforço de 6% do investimento total. O outro vetor, denominado Otimização Territorial da Rede, corresponde a um esforço de 3%, e enceta um processo de encerramento de corredores existentes e abertura de corredores substituintes; e também procede à substituição de algumas linhas aéreas por cabos subterrâneos. Trata-se de uma atividade não de expansão, mas de renovação, de reordenamento territorial da rede.

8.5. O CT considera que a escolha destes cinco vetores para definição do espaço de investimento é bem conseguida, até porque esses vetores correspondem a variáveis explicativas dos múltiplos e diversos investimentos propostos.

8.6. O plano de desenvolvimento proposto no PDIRT corresponde a novos investimentos. São investimentos em novos projetos, mas podem ser vistos como investimentos incrementais, incrementos a investimentos aprovados anteriormente e já realizados ou em realização,

8.7. O PDIRT corresponde a 2016-25 e faz sucessivamente ao longo do documento, e apropriadamente, a comparação com o anterior plano 2014-23.

8.8. O CT considera, ainda, que seria interessante ter mais um ponto de comparação: o investimento aprovado (e já realizado) até 2014. Deste modo, poder-se-ia fazer várias figuras elucidativas, representadas no subespaço geradas por pares de vetores (ex. desenvolvimento estratégico e apoio à distribuição ou interligação e otimização territorial). Tais figuras indicariam graficamente as trajetórias realizadas em sucessivos PDIRT, como de forma arbitrária se ilustra abaixo.



9. Impacto dos investimentos nas tarifas

9.1. As necessidades de investimento em redes de transporte e a calendarização desses investimentos dependem de múltiplos fatores.

9.2. Desde logo, do lado da procura, a partir da estimativa das necessidades de consumo, intimamente relacionadas com a evolução do PIB e com as estratégias de eficiência energética, mas, também, do lado da oferta, subsistindo incertezas e decisões a tomar sobre as centrais térmicas mais antigas, a localização e a entrada em exploração de novos centros de produção renovável, a entrada em exploração da grande hídrica em construção.

9.3. Mas não será apenas a relação entre os valores e o calendário dos investimentos e o consumo de eletricidade que determinará a implicação tarifária resultante, existindo outros fatores, como o montante dos subsídios comunitários que venham a ser atribuídos (ex. interligação Minho-Galiza) ou os valores de comparticipações dos promotores em eventuais reforços de rede, que também são importantes para o impacto tarifário final.

9.4. Assim, o CT sublinha que, nas decisões a tomar, as quais devem tender a minimizar os impactos tarifários, não se deve apenas analisar a necessidade e oportunidade dos projetos, mas também outros fatores conexos, entre os quais destacamos o financiamento comunitário e as comparticipações dos utilizadores das redes, bem como outras externalidades.

9.5. Adicionalmente, o CT recomenda que, futuramente, nos documentos a remeter para parecer ao Conselho Tarifário, a ERSE apresente simulações de impactos tarifários, as quais já deverá inserir no parecer final que emitir sobre o presente Plano.

10. CONCLUSÕES

10.1. Ano após ano, o sistema cresce em ativos, em quilómetros de rede, em número de subestações. O sistema cresce, mas uma das principais forças motivadoras, a procura, no que respeita ao seu valor anual de consumo, não cresce. Numa visão tradicional do sistema, este assincronismo de crescimento não parece explicável.

10.2. O PDIRT justifica o crescimento, de forma muito cuidada e compreensiva:

- Pelas necessidades a montante (nova geração);

- Pela assimetria de fluxos energéticos devido à maior dispersão geográfica entre as fontes energéticas e os consumos);

- Pela alteração do comportamento das cargas e da evolução das redes de distribuição (alterações do lado da procura), ainda que o valor do consumo global anual possa ser o mesmo ou até inferior, mobilizando assim a criação de novos pontos injetores, reforços de transformação e ampliação de pontos injetores existentes;

- Pela alteração do perfil de tensões (devido quer a alterações do comportamento das cargas, quer a alterações na composição dos recursos da produção);

- Pela necessidade de cumprimento dos objetivos nacionais de capacidade de interligação, com vista à plena integração de mercados.

10.3. Uma outra explicação para o crescimento é a necessidade da robustez da rede. Mas a rede tem uma merecida reputação de ser robusta. O PDIRT atribui essa robustez, para além do desenvolvimento estratégico da rede com base nos critérios de segurança estabelecidos nos regulamentos, à gestão eficaz dos ativos em fim de vida útil, através de investimentos seletivos na modernização da rede, contribuindo para a adequação dos padrões de continuidade de serviço e de qualidade de energia elétrica.

10.4. Apesar do aumento de detalhe que este PDIRT apresenta, complementado com o acervo técnico disponibilizado nos diversos anexos, e apesar dos estudos apresentados que atestam a coordenação entre os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição, o CT considera que o PDIRT poderia, ainda assim, ser mais explicativo quanto às adicionais exigências de robustez, nomeadamente a robustez para garantir uma resposta adequada a expectáveis exigências por parte do operador da rede de distribuição que terá que fazer face ao crescente desenvolvimento de recursos distribuídos e de autoconsumo.

10.5. Assim, o CT recomenda que a REN mantenha uma monitorização permanente dos 5 vetores principais de investimento identificados e os seus respetivos objetivos estratégicos, potenciando a otimização com os investimentos na rede de distribuição sem colocar em causa a segurança do abastecimento e a qualidade de serviço, em patamares de reconhecida excelência, evitando, desta forma, antecipações desnecessárias dos investimentos nas redes, com o consequente sobrecusto para o cliente final de eletricidade.

Sem prejuízo das contribuições acima, o Conselho Tarifário recomenda que o parecer final a emitir pela ERSE incorpore e contemple as recomendações precedentes.

Aprovado em 13 de janeiro de 2016.

[Parecer integral digitalizado]

Período regulatório
2012-2014

eletricidade

I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO

Alfredo Rocha *Eduardo Quinta Nova*	Representante das associações de defesa do consumidor: UGC - União Geral de Consumidores
António Cavalheiro	Representante das associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT): APIGCEE - Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Elétrica
Armindo Vieira Santos *Rui Vieira*	Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira
Artur Trindade *Paulo Fonseca* *Alfredo Rocha*	Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses
Luis Marcelino	Representante das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT)
Eduardo Quinta Nova *Mário Reis*	Representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores: ACRA - Associação dos Consumidores da Região Autónoma dos Açores
Fernando Ferreira	Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores
Francisco Rueda *Rafael Benjumea*	Representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre
Joana Simões	Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente
Manuel Rodrigues da Costa *Joaquim Teixeira*	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade
Manuela Moniz	Representante cooptado entre as associações de defesa do consumidor de caráter genérico e os representantes dos consumidores em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT) e média tensão (MT)
Maria Cristina Portugal	Representante do membro do Governo responsável pela área da energia - **Presidente**
Nuno Gomes	Representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira: ACM, representação assegurada pela DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
Patrícia Carolino *Patrícia Gomes*	Representante da Direção-Geral do Consumidor

Patrícia Gomes *Demétrio Alves* *Francisco Teixeira*	Representante das associações de defesa do consumidor: FENACOOP - Federação Nacional das Cooperativas dos Consumidores
Paula Almeida	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de eletricidade
Vítor Machado	Representante das associações de defesa do consumidor: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

II. PARECERES

1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS

◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços." [154]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a " *Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017*" cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Anteriormente tinha já sido disponibilizado pela ERSE o documento intitulado "*Relatório sobre a Qualidade de Serviço em Portugal Continental*" o qual foi igualmente tido em consideração.

A solicitação do CT, foram ainda disponibilizados, pela ERSE, os seguintes documentos:

- Mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência, em 26.10.2014

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

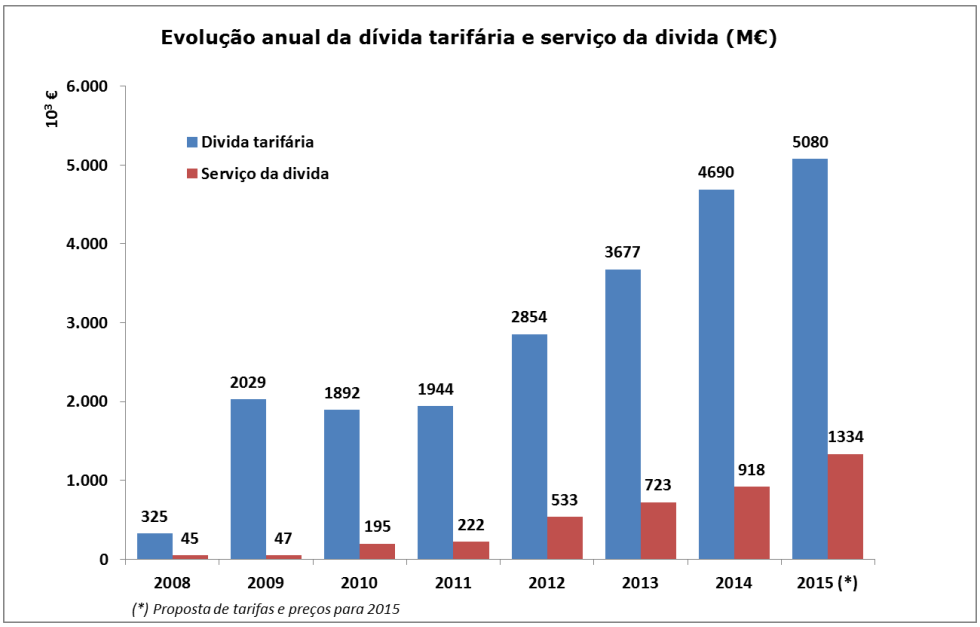
1. A ERSE remeteu ao CT, para emissão de parecer praticamente em simultâneo, 3 propostas que revestem grande importância seja na ótica dos Consumidores seja na ótica das Empresas Reguladas a saber:
   a. "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2015 e Parâmetros para o Período Regulatório 2015-2017" - a emitir entre 15 de outubro 2014 e 15/novembro 2014;
   b. "Revisão Regulamentar do Setor Elétrico decorrente da alteração do regime legal da Tarifa Social de Eletricidade" – a emitir entre 15/outubro/2014 e 27/novembro/2014;
   c. "Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2015-2019 (PDIRD-E2014)" – a emitir até 24 de novembro 2014.
2. O CT enfatiza que algumas das propostas regulatórias não têm, ainda, suporte normativo em vigor, nomeadamente:
   a. O Regulamento Tarifário (RT), ainda não foi objeto de publicação após a Consulta Pública realizada entre 26 de junho e 8 de agosto de 2014;
   b. Diploma legal, mencionado na Proposta, que rege o processo de extinção de tarifas transitórias de venda a clientes finais, não se encontra publicado;
3. No parecer do ano transato o CT elencou um conjunto de desafios regulatórios, de preocupações e contribuições para a melhoria global do sistema elétrico nacional, consciente de que apenas um número reduzido era da esfera exclusiva da ERSE e as restantes recomendações, na esfera do Governo, apenas foi concretizada a alteração legislativa sobre Tarifa Social de Eletricidade

[154] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

4. O CT não pode deixar de registar que a ERSE retomou a prática, que se aprecia, de efetuar uma análise crítica de desempenho das empresas reguladas em resultado das metodologias regulatórias implementadas nos anteriores períodos de regulação, essencial para a definição de novas bases de custos e escolha dos indutores de custos no início de um novo período de regulação.

I A – DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DA DÍVIDA

1. Com base na documentação que justifica a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE ([155]), é possível ilustrar a evolução da chamada "dívida tarifária", ou seja o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente, desde 2008 até à data. Da mesma forma, podemos representar o serviço da dívida (juros e amortização) que foi possível incluir anualmente nas tarifas definidas.



2. A dívida tarifária conhece essencialmente dois grandes marcos na sua evolução histórica: a constituição da primeira bolsa, em 2009, que resultou da aplicação do DL n.º 165/2008, de 21 de agosto, que permitiu adiar ajustamentos tarifários relativos à aquisição de energia elétrica por parte do CUR bem como o sobrecusto da produção em regime especial do próprio ano de 2009; um segundo pico, a partir de 2012, decorrente, entre outros, da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no DL n.º 78/2011, de 20 de junho relativo ao sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, com impacto cumulativo significativo nos anos subsequentes.

3. Embora o CT reconheça que os diversos mecanismos de diferimento e/ou alisamento de custos utilizados, com frequência, nos últimos anos tenham evitado uma significativa subida nas tarifas dos consumidores no próprio ano, também não pode deixar de exprimir a sua apreensão pelo volume e trajetória assumida.

4. A própria evolução, associada, do serviço da divida, ou seja, a amortização e juros, atinge em 2015, os valores mais elevados de sempre. Mais de 200 milhões de Euros, só em juros, a recuperar nas tarifas

[155] É de salientar que a ERSE não consolidou num único quadro, para os anos de 2011 e 2012, os valores da divida tarifária referente à reclassificação da cogeração e diferimento da PRE. Os valores apresentados contemplam esse efeito.

do próximo ano. Relativamente aos juros, o despacho 15674-B/2013 [156] determinou a taxa de juro definitiva para 2014 em 4,82%, mantendo a ERSE a mesma taxa, provisoriamente, para 2015.

5. Finalmente, o CT, no seu parecer do ano anterior, já manifestou a utilidade e necessidade de maior divulgação publica dos pressupostos, mecanismos e instrumentos previstos no modelo de sustentabilidade definido para o Setor Elétrico Nacional que garante, de acordo com os seus mentores, a eliminação da divida tarifária a prazo (2020). O CT não teve conhecimento de nenhuma divulgação adicional sobre este importante ponto da correção da saúde financeira do setor.

6. O CT considera ser extremamente relevante ter a informação sobre se os pressupostos que constam desta proposta de tarifas estão alinhados com o modelo previsto de saneamento da divida tarifária.

I B - PREÇO MÉDIO E VARIAÇÃO TARIFÁRIA

1. O CT chama a atenção da ERSE para um elemento muito específico do exercício de apresentação pública das variações apresentadas no que diz respeito às propostas tarifárias.

2. A comunicação junto dos consumidores, e em particular junto dos consumidores domésticos, tem-se baseado no que a ERSE designa por "variação tarifária". Trata-se de uma formulação técnica, eminentemente económica, que pretende autonomizar os efeitos decorrentes exclusivamente das alterações da estrutura e nível de consumos previstos para o ano de fixação das tarifas e preços face ao ano anterior. Este conceito é radicalmente diferente da noção da "variação do preço médio" que mede a variação absoluta face ao ano anterior sendo que, para o próximo período regulatório a diferença quantitativa entre os dois, para a BTN, é significativa.

3. A apresentação da variação do preço médio, e respetiva interpretação, só faz sentido quando as bases substantivas de comparação (nível de consumo) não traduzem alterações estruturais significativas: para o ano de 2015, a variação anunciada traduz, na essência, uma diminuição de cerca de 30% do consumo para o aludido nível de tensão fruto da migração dos clientes com consumo médio mais elevado no mercado regulado para o mercado liberalizado.

4. Em pleno processo de liberalização e em ambiente altamente escrutinado por todos os agentes do setor, o CT recomenda que a ERSE, no seu exercício de comunicação retire da sua exposição e versão final do documento de tarifas e preços o indicador "variação do preço médio", evitando interpretações confusas e difíceis de explicar por parte dos intervenientes.

5. O CT sublinha a incompreensível omissão, no comunicado, de referências às TVCF nas Regiões Autónomas bem como às tarifas de acesso às redes que incidirão sobre os clientes que já se encontram em mercado.

6. O CT apela também para a dificuldade, ou mesmo inadequação, do valor apresentado referente à variação das tarifas de venda a clientes finais em Portugal (Continental e Regiões Autónomas) em BTN. A título de exemplo, para o Continente, refira-se o valor de 1,2% que contrapõe com os 3,3% de variação tarifária.

[156] Na sequência da Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril, que estabelece a metodologia de cálculo da taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com aquisição de eletricidade a produtores em regime especial, sujeitos a repercussão quinquenal, nos termos do artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei 78/2011, de 20 de junho.

	Variação 2015/2014
Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN	1,2%
Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN	3,3%
Tarifa Social de Venda a Clientes Finais em BTN	-14,0%

7. Efetivamente, o valor de 1,2% acaba por ser um valor que não será definitivamente aplicado a nenhum consumidor, resultante da média da variação das tarifas transitórias a aplicar e do universo potencial dos beneficiários da nova tarifa social.

8. Para além do número de beneficiários da tarifa social carecer de validação prática – e a história recente tem demonstrado uma grande divergência face às estimativas de adesões à tarifa social -, este indicador estatístico não adere, de todo, à situação que irá ser vivenciada pelas famílias portuguesas.

9. Este indicador deve, como tal, ser autonomizado na versão definitiva da proposta de tarifas e, desejavelmente, estar ausente do comunicado de imprensa a efetuar em meados de dezembro. No limite, quando ocorrer a transferência integral dos consumidores para o mercado liberalizado, também não imagina este CT que se transmita uma variação tarifária do mercado unicamente baseada nas tarifas sociais.

I C – PERDAS NÃO TÉCNICAS

1. O CT verifica com preocupação o incremento das perdas não técnicas e insta a ERSE a que apadrinhe iniciativas de modo a conseguir uma adequada atualização da legislação e da regulação.

2. O Decreto-Lei n.º 328/90 foi aprovado num contexto em que todas as atividades do setor elétrico eram desenvolvidas por uma empresa única verticalmente integrada, não tendo em consideração a separação de atividades entretanto ocorrida. O mencionado Decreto-Lei ignora a separação entre a atividade de distribuição e de comercialização e não tem em conta a possibilidade dos consumidores poderem mudar livremente de comercializador.

3. O CT constata que o quadro legal vigente apresenta diversas dificuldades de aplicação que tornam urgente a sua atualização, designadamente nas situações de apropriação ilícita de eletricidade por quem não tem vínculo de contrato de fornecimento e pela morosidade e complexidade dos procedimentos que tendem a que se mantenha a situação que se pretende eliminar. Também no domínio do ressarcimento para o sistema elétrico pelo consumo ilícito, há que dar legitimidade ao operador da rede de distribuição para o obter, dando-lhe a possibilidade de interromper o fornecimento de energia quando adequado.

4. O CT entende que o novo quadro legal deve manter o direito de pronúncia dos consumidores e a atuação da DGEG enquanto entidade fiscalizadora.

5. O CT sublinha a importância da publicação de um novo quadro legal tendo em vista os benefícios advenientes para os consumidores e agentes do setor.

II

ESPECIALIDADE

II A - PARÂMETROS PARA O TRIÉNIO REGULATÓRIO

II A.1. REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DAS ENTIDADES REGULADAS NO PERÍODO REGULATÓRIO 2015-2017

1. Na proposta de parâmetros de regulação para o período regulatório 2015-2017, a ERSE propôs fixar em 6,4% e 6,75% os valores base para a remuneração dos ativos fixos da REN e da EDP Distribuição, respetivamente. Subjacente a esta escolha está uma metodologia baseada no modelo CAPM, amplamente usada pelos reguladores europeus e que foi também a adotada pela ERSE no período regulatório 2012-2014. A sua manutenção no período regulatório 2015-2017 promove as desejáveis caraterísticas de previsibilidade e estabilidade regulatórias.

2. A aplicação desta metodologia envolve, em todo o caso, alguma discricionariedade por parte do regulador, uma vez que requer a definição de valores para diversos parâmetros que têm um impacto significativo no valor final do custo de capital médio ponderado (CCMP). Relativamente ao período regulatório anterior, a ERSE efetua ajustamentos destes parâmetros que se passam a descrever e comentar.

   a) A ERSE propõe a alteração da fórmula de cálculo da taxa de juro sem risco, que passa a ser a média geométrica nos últimos 5 anos das taxas de retorno das obrigações do tesouro de um conjunto de países de referência. No período regulatório anterior, foi considerada a média geométrica nos últimos 3 anos. Não se compreendendo nem se encontrando justificação para esta alteração, pareceria mais razoável e estável a manutenção da regra adotada no período regulatório anterior.

   b) A ERSE considera uma taxa de imposto de 31,5%. Todavia, dada a previsível descida da taxa de IRC de 23% para 21% em 2015 [157], seria de esperar uma revisão em baixa do valor da taxa de imposto utilizada no modelo, de forma a incorporar esta alteração do regime de tributação. Atendendo à manutenção prevista das taxas de derrama estadual (até 7%) e municipal (1,5%), é de esperar que a taxa de imposto em 2015 seja inferior a 29,5% (21%+7%+1,5%). Inferior, porque o facto de a taxa de derrama estadual ser progressiva faz com que a taxa efetiva seja menor do que 7%. Por exemplo, se considerarmos um lucro tributável de 110 M€ (que foi o obtido pela REN em 2013), a taxa de derrama estadual é de 6,2% [158].

   c) A ERSE, para a determinação do prémio de risco do mercado socorre-se, para o período regulatório 2015-2017, de uma metodologia diferente face ao anterior quadro regulatório: opta por procurar adicionar o risco de Portugal ao prémio de risco do mercado de um mercado maduro [159]. Aceitando a mudança metodológica, fruto do atual contexto financeiro e económico, obtém um valor de 6,25% para o prémio de risco do mercado, que se decompõe numa parcela de 4,6% correspondente ao prémio de risco de um mercado dito "maduro" e uma parcela de 1,65% correspondente ao prémio de risco específico do mercado português relativamente a um mercado maduro. Contudo, a adoção da média dos valores escolhidos pelos reguladores europeus para o prémio de risco do mercado sugere que se considera o mercado português estruturalmente semelhante a um mercado médio representativo europeu. Mas, supondo que

[157] Proposta do OE para 2015, suportado por maioria parlamentar. Na fixação de parâmetros do anterior período regulatório, as propostas do OE à data foram consideradas (vd. Pág. 39, "parâmetros para o período de regulação 2012-2014").

[158] Calculada da seguinte forma: [(110-35)*7%+(35-7,5)*5%+(7,5-1,5)*3%]/110 = 6,2%.

[159] Para 2012-2014, a ERSE optou pela determinação do "risco percebido pelos agentes de mercado" (Pablo Fernández, Javier Aguirreamalloa e Luis Corres da IESE Business School), atendendo ao respetivo contexto de crise financeira agudizada.

os prémios de risco fixados pelos reguladores europeus já incorporam os prémios de risco dos respetivos países, dever-se-ia eliminar o prémio de risco de Portugal. Assim, o CT solicita que a ERSE clarifique se os valores considerados pelos restantes reguladores europeus também têm implícita uma distinção semelhante entre mercado local e mercado maduro, e, em caso afirmativo, qual o conceito de mercado maduro utilizado.
Por outro lado, a utilização, para a fixação deste parâmetro, dos valores fixados pelos restantes reguladores europeus suscita naturalmente a questão do porquê de não serem apresentados igualmente esses mesmos valores finais do CCMP na amostra dos reguladores em análise. A exposição explícita e pública desse indicador é, na opinião do CT, um elemento relevante para a discussão e respetiva tomada de posição.

d) O método de indexação do custo de capital médio ponderado (CCMP) à taxa de juro das obrigações do tesouro portuguesas a 10 anos suscita igualmente algumas questões. Em resultado da aplicação do mecanismo de indexação, o CCMP pode diminuir até 0,75 pontos percentuais (pp) e pode aumentar até 2,75 pp. Pareceria mais razoável que, tal como no mecanismo de indexação definido no período regulatório anterior (no qual a indexação podia implicar uma diminuição ou um aumento do CCMP até 1,5 pp), a banda de variação fosse simétrica relativamente ao valor base.

e) Também se constata que, enquanto no período regulatório 2012-2014 uma variação de 4 pp do indexante implicava uma variação de 1 pp do CCMP, de acordo com esta proposta para o período regulatório 2015-2017, bastará uma variação de 2,5 pp do indexante para induzir uma variação de 1 pp do CCMP. A ERSE não apresenta uma justificação fundamentada para esta escolha do declive da reta de indexação. O seu aumento faz com que os consumidores passem a suportar uma maior parcela do risco implícito no indexante, suportando as empresas reguladas uma parcela menor.

II A.2. - PROVEITOS PERMITIDOS

Metodologia de cálculo do WACC

1. Na definição do custo de capital, a ERSE *"[…] tem em conta não só a garantia do equilíbrio económico e financeiro das empresas quando geridas de forma eficiente, como também a estabilidade regulatória e o controlo do risco para os consumidores e para as empresas"*[160].

2. A ERSE reconhece que *"No presente período regulatório continuam a existir riscos e incerteza quanto ao enquadramento económico e à evolução dos mercados financeiros nos próximos anos, quer a nível nacional, quer a nível internacional, que tiveram que ser equacionados pelo regulador."*

3. Contudo, o CT constata que em cada novo período regulatório, a metodologia de cálculo de cada um dos parâmetros do custo de capital é alterada pela ERSE tal como se verifica hoje face, por exemplo, à metodologia utilizada pela ERSE em 2013.

4. O CT considera que a robustez e estabilidade da metodologia de cálculo dos parâmetros do custo de capital é um fator crucial na perceção do risco e deve ser valorizada e estar subjacente a todas as decisões de cada período de regulação.

5. O CT entende, que a consistência e a coerência entre os vários exercícios de cálculo do custo de capital das empresas reguladas devem constituir princípios orientadores na determinação do seu custo de capital sob pena de o risco regulatório percebido pelos investidores aumentar sempre que se inicie um novo período de regulação, em grande parte devido a este parâmetro.

[160] Cf. Pág. 175 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017"

II A.2.1. TRANSPORTE

a) Base de custos operacionais aceite

1. A ERSE reconhece que "*A escolha da base de custos é uma determinante fundamental no estabelecimento dos parâmetros de eficiência da empresa regulada. O OPEX real de uma empresa está dependente de uma multiplicidade de fatores exógenos à empresa regulada, tais como o ciclo económico (com as consequentes medidas de restrição orçamental, alterações fiscais, medidas de política monetária e medidas extraordinárias), a liberalização dos mercados, a evolução do preço das matérias-primas, entre outros e está dependente de fatores endógenos correlacionados com a atividade operacional da empresa. Estes fatores podem afetar positivamente ou negativamente o seu OPEX real.*"[161]

2. A ERSE apresenta os resultados de um estudo de Benchmarking, de iniciativa dos reguladores, efetuado em 2011/2012, para um conjunto de 21 Operadores da Rede de Transporte Europeus, designado por "E3GRID2012 – European TSO Benchmarking Study", publicado em julho de 2013, para aferir a eficiência da REN ao longo dos anos 2008 a 2011 como um contributo importante para se conhecer o posicionamento relativo dos operadores.

3. Com base na análise efetuada à evolução dos custos operacionais da REN, a ERSE conclui que *"[…] nos anos de 2012 e de 2013, a REN cumpriu a meta de eficiência estabelecida, reduzindo substancialmente a sua base de custos*" e que *"[…] o estudo de benchmarking conduzido pelo projeto E3GRID2012 confirma a melhoria da eficiência relativa da REN comparativamente com o estudo anterior conduzido no âmbito do projeto E3GRID2009*", pelo que *"[…] na transposição dos custos de 2012/2013 para 2015 considerou-se a eficiência definida para o período de regulação 2012-2014*"[162]

4. O nível de custos operacionais reais decresceu 27% (45 M€ em 2009 para cerca de 33 M€ em 2013, valor inferior aos proveitos permitidos definidos pela ERSE de 41 M€163). Para estes resultados contribuíram, por um lado, as medidas de redução de custos implementadas pela empresa desde 2009, pelo que potenciais ganhos de eficiência alcançáveis de forma mais imediata e direta já foram obtidos e, por outro lado, a fatores exógenos à empresa regulada com implicações em reduções de custos não recorrentes.

5. Para o período regulatório de 2015-2017 a ERSE propõe ajustar a base de custos operacionais do ORT, diminuindo a base de custos em 6,3% relativamente aos custos reais de 2012, e 25,5% relativamente à base de custos do anterior período regulatório (2012-2014). Em resultado da redução da base de custos, a ERSE propõe reduzir as metas de eficiência de 3,5%/ano para 1,5%/ano.

6. O CT recomenda que sejam efetuados esforços para melhorar a aderência dos proveitos permitidos aos custos reais, designadamente quando o período regulatório é de apenas 3 anos não sendo exequível revisões extraordinárias durante o mesmo.

7. Relativamente aos indutores de custos a ERSE manteve para o período regulatório 2015-2017 os indutores de custo aplicados desde 2009 e alterou o mecanismo de custos incrementais, para que o mesmo passe a contemplar um ajustamento em função do incremento real de variáveis físicas utilizadas para medir a atividade de transporte. O CT considera positiva esta medida por estar em linha com as melhores práticas, em que todas as variáveis são recalculadas com base em valores efetivamente ocorridos.

[161] Cf. Págs. 20 e 21 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017".

[162] Cf. Págs. 26 e 27 do documento "Proposta de tarifas e preços …"

[163] Cf. Pág. 23 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017".

b) Incentivo à disponibilidade

1. O mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da Rede Nacional de Transporte (RNT) incide sobre os "Circuitos de Linha", que englobam as linhas aéreas e os cabos subterrâneos, e os "Transformadores de Potência", que englobam os transformadores de entrega à rede de distribuição e os autotransformadores, incluindo-se em ambos os casos as indisponibilidades dos elementos dos painéis nos elementos de rede a que estão associados.

2. A ERSE reconhece que *"a disponibilidade dos elementos da RNT tem apresentado um visível aumento desde a entrada em vigor do mecanismo de incentivo. Este facto demonstra que a aplicação do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT teve o impacto positivo que se pretendia aquando do seu desenvolvimento*."[164]

3. A ERSE no decorrer do período regulatório 2015-2017 pretende apresentar e discutir com o ORT um conjunto de propostas de alteração ao mecanismo de incentivo, a ser revisto, que possam vir a ser aplicadas no período regulatório 2018-2020.

4. Neste sentido, *"…considerando que o nível de disponibilidade combinada atingido pelos elementos da RNT é satisfatório, a ERSE propõe que o valor Idismax do incentivo seja nulo para o período regulatório 2015-2017*"[165].

5. Atendendo a que a ERSE refere que irá rever este incentivo, o CT recomenda a manutenção do incentivo atual enquanto a revisão do mesmo não estiver concluída.

c) Mecanismo de Valorização dos Investimentos a Custos de Referência

1. O mecanismo dos custos de referência para os investimentos na rede de transporte foi introduzido no período regulatório de 2009-2011 e aplica-se a todas as tipologias que se encontrem tipificadas no despacho que o define.

2. No âmbito deste mecanismo, os princípios base para a verificação da eficiência do investimento suportam-se numa comparação dos custos reais (Creal) com os respetivos custos de referência (Cref), atendendo às tipologias e quantidades físicas que caracterizam o investimento. Para cada obra ou projeto é calculado um rácio entre o custo real e o custo de referência, que determina a valorização a atribuir a esses ativos e a taxa de remuneração a aplicar.

3. De acordo com o mesmo são considerados investimentos eficientes aqueles que apresentem um rácio Creal/Cref inferior ou igual a 1,1. Neste caso a base de ativos aceite pode variar entre 95% e 105% à qual é aplicada a taxa de remuneração base acrescida de um prémio.

4. No caso de obras atípicas Creal/Cref >1,1 é aceite o custo real do projeto e o mesmo é remunerado à taxa base à semelhança de outros investimentos cuja tipologia não se encontre tipificada ao abrigo deste mecanismo.

5. Na proposta de parâmetros para o próximo período de regulação, a ERSE introduziu alterações positivas ao mecanismo dos custos de referência, que incentivarão a empresa a prosseguir o esforço de eficiência dos seus investimentos, nomeadamente: (i) remoção da condição de atipicidade nas obras em subestações anteriores a 2006, (ii) alteração do fator de eficiência dos custos de referência em subestações de 1,5% para 3%/ano, mantendo o fator de eficiência para investimentos em linhas em 1,5%; (iii) redução do nível de custos de estrutura e gestão imputados ao investimento (iv) introdução do fator de eficiência aos custos de estrutura e gestão de referência de 2% ao ano (iv) alteração da forma de apuramento da base de ativos aceite em investimentos com Cref/Creal>1,1.

[164] Cf. Págs. 38 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017".

[165] Idem.

6. Tendo em conta a maturidade do mecanismo, o nível de eficiência obtido e as alterações agora introduzidas, a ERSE decidiu reduzir o prémio aos investimentos eficientes de 1,5% para 0,75%, considerando que o risco subjacente à aplicação do mecanismo se reduziu.

7. Sem prejuízo das alterações propostas, que visam incentivar o ORT a prosseguir o esforço de eficiência dos seus investimentos o CT recomenda que na análise efetuada à aplicação do mesmo sejam apresentados os benefícios que o mesmo induziu no sistema elétrico com vista a uma melhor perceção dos resultados obtidos com a sua aplicação.

II A.2.2. DISTRIBUIÇÃO

a) Fator de eficiência para o período de regulação 2015-2017

1. A ERSE mantém o modelo de regulação *price-cap* para os custos de exploração da atividade de distribuição de energia elétrica, propondo que os custos unitários evoluam de acordo com um fator de eficiência de 3,5% em 2015 e de 2,5% em 2016 e 2017.

2. ERSE conclui que a EDP Distribuição (i) "*…tem vindo a reduzir os seus custos; (ii) os custos reais têm-se aproximado dos custos aceites pelo regulador; (iii) os resultados dos estudos de benchmarking revelam que a empresa poderá estar próxima ou muito próxima do nível de eficiência, consoante o modelo considerado…*". [166]

3. A ERSE menciona, ainda, que a base de custos da EDP Distribuição deve ser submetida a *"…meta de eficiência entre 1,3%, relativamente ao progresso tecnológico decorrente da análise focada " na empresa e 2,6% equivalente à mediana da amostra considerada*"[167].

4. A ERSE, apesar do exposto, propõe a meta de eficiência de 2,5% para 2016 e 2017, correspondente não ao valor dos ganhos de decorrentes do progresso tecnológico que a empresa observou, mas a um valor próximo de 2,6%, correspondente à mediana da amostra de empresas utilizadas pela ERSE.

5. Desde o início da regulação que a ERSE tem exigido cortes de custos elevados à atividade de distribuição, tendo a empresa desenvolvido esforços para, no mínimo, os cumprir (a título recordatório, desde 2006 a ERSE impôs eficiências para o período de regulação de 2006-2008 de 10% no primeiro ano e 5% nos seguintes aos quais adicionou 1% ao ano de ganho tecnológico e de 3,5% por ano em cada um dos períodos 2009-2011 e 2012-2014).

6. Reconhecendo a ERSE, o empenho que a empresa tem demonstrado na diminuição dos seus custos de exploração, o CT considera que a exigência de eficiência a impor para o próximo período de regulação (3,5%, 2,5% 2,5%) deve estar alinhada com as conclusões apresentadas pela ERSE.

b) Mecanismo de Incentivo aos Investimentos em Redes Inteligentes

1. A ERSE reconhece que o mecanismo de incentivo aos investimentos em redes inteligentes que instituiu para o período de regulação 2012-2014 não foi bem desenhado, estimando que no final de 2014, devido "*… ao diferencial entre o nível de investimento previsto e o realizado e o aceite pela ERSE, os ganhos da empresa com o prémio de taxa de remuneração serão inferiores à redução dos proveitos resultante da eficiência adicional exigida no OPEX… "*[168], pelo que, propõe agora um novo mecanismo de incentivo para os investimentos em redes inteligentes.

2. O CT não entende a razão porque, só agora, com a apresentação da proposta de parâmetros de regulação para o período 2015-2017, a ERSE vem propor a alteração deste mecanismo e não o fez

[166] Cf. pág. 77 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017".

[167] Cf. pág. 77 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017".

[168] Cf. pág. 81 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017".

com a proposta de revisão do Regulamento Tarifário que esteve em consulta pública entre 26 de junho e 8 de agosto, sobre a qual o CT emitiu parecer em 25 de julho último.

3. Constata o CT que este mecanismo proposto pela ERSE continua a não constituir um verdadeiro incentivo ao desenvolvimento de uma rede de distribuição inteligente, em benefício de todos os utilizadores, visto que:

   a) É de complexa implementação.

   b) O valor de acréscimo de remuneração face à taxa de remuneração dos restantes ativos reduziu-se de 1,5% para valores, entre 0%, no primeiro ano, e 0,75% no último ano (sexto ano);

   c) Este tipo de investimentos incorpora riscos tecnológicos acrescidos na concretização não contemplados pela ERSE;

   d) A elegibilidade destes investimentos é incerta uma vez que só é conhecida após a sua entrada em exploração (t+2).

4. Face ao exposto, considerando que o prémio apresentado pela ERSE será absorvido pela complexidade de implementação do mecanismo, é opinião do CT que a ERSE deve revisitar a metodologia proposta, definindo um mecanismo de fácil implementação, tendo como objetivo um acréscimo efetivo ao longo da respetiva vida útil, de modo a incentivar o desenvolvimento das redes inteligentes.

c) Limitação ao Investimento Excessivo

1. Para o período regulatório 2015-2017, a ERSE propõe um limite ao investimento nas redes de BT de 25% acima do investimento proposto pela empresa, sendo que, os investimentos que excedam este limite serão remunerados a uma taxa inferior em 1% à dos restantes ativos.

2. A ERSE propõe a exclusão da aplicação deste mecanismo as redes de AT/MT, pela existência do PDIRD-E.

3. Sendo este um mecanismo de controlo do risco de investimento excessivo nas redes, o CT recomenda à ERSE que o desenvolva mais aprofundadamente, tendo em consideração:

   a) Num mecanismo desta natureza, é indispensável a separação entre os investimentos que são da responsabilidade e planeamento do ORD e os investimentos que são obrigatórios, sendo que os últimos devem ser excluídos desde mecanismo;

   b) O PDIRD-E não pode ser considerado como alternativa a aplicação deste mecanismo;

   c) O limite de 25% sobre os planos de investimento apresentados pela empresa é um valor pouco limitativo do risco de sobre investimento que continua a existir, pelo que deve ser revisto.

A.2.3. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

1. Na atividade de Comercialização da EDPSU, a ERSE salienta que o "*desempenho da empresa no que concerne ao cumprimento das exigências definidas pelo regulador permite concluir que, com a introdução de metas de eficiência em 2009, se observa um afastamento dos custos reais face aos custos aceites pela ERSE, tendo a EDP SU evidenciado custos unitários inferiores aos aceites pela ERSE e conseguido ultrapassar as metas de eficiência exigidas pelo regulador*" [169].

2. Neste enquadramento, o CT nota que, para o período 2015-2017, a ERSE definiu para a meta de eficiência a aplicar sobre os custos de exploração sujeitos a price-cap um valor diferente de zero, mantendo um fator de eficiência de 3,5%, já adotado em 2012-2014.

[169] Cf. pág. 144 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017".

3. Acresce, ainda, o facto desta empresa se encontrar em fase acentuada de decréscimo da sua atividade, sendo expetável que venha a apresentar significativas deseconomias de escala, pelo que a meta de eficiência de 3,5% requer uma melhor fundamentação e análise.

4. De acordo com a legislação em vigor, a ERSE deve definir custos de referência para a atividade de comercialização do CUR, cuja definição, segundo esta entidade, visa não só o cumprimento do quadro legal, como a criação de uma base sustentada para a definição do OPEX unitário para a atividade de comercialização das empresas reguladas.

5. Com base na amostra alargada aos setores de eletricidade e de gás natural, foi determinada uma matriz de custos de referência, que apresenta um custo médio de referência (€/cliente) para cada uma das empresas de comercialização reguladas.

6. Do inquérito efetuado e do tratamento dos seus resultados pela ERSE resultou um custo médio de referência para a EDP SU de 21,91 €/cliente, média entre o valor mínimo 13,285 €/cliente e o valor máximo de 30,541 €/cliente.[170]

7. O CT releva a diferença entre o mencionado custo médio de referência calculado pela ERSE e o valor de 17,72 €/cliente considerado pelo regulador como custo unitário implícito no proveito permitido de 2015 da EDP SU.

A.2.4. Regiões Autónomas

a) Fatores de eficiência para o período de regulação 2015-2017

1. A ERSE refere relativamente à base de custos das atividades reguladas o seguinte:

- AEEGS: "*As regiões insulares não são alvo de extensa literatura económica de suporte. Tendo em consideração este facto, pretende-se através de um exercício de simulação previsional garantir a prestação da maior robustez possível para uma correta escolha da base de custos através de uma análise de sensibilidade. Com base em três cenários, procura-se inferir a base de custos que melhor descreve o desempenho da empresa regulada*"[171].

- DEE: Ao OPEX real das empresas, foi efetuada, por nível de tensão, "*uma análise de sensibilidade desta atividade com base em dois cenários para inferir a base de custos*"[172], que correspondem ao OPEX real de 2013 e à média do OPEX real 2012-2013.

- CEE: Para o período regulatório 2015-2017, "*procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, através da revisão das bases de custo, bem como da definição de metas de eficiência mais adequadas face ao desempenho da Empresa nos períodos regulatórios anteriores*"[173].

2. A ERSE mantém os modelos de regulação do OPEX para as atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema e Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica, para as empresas reguladas das Regiões Autónomas, designadamente *revenue cap* e *price-cap*, propondo, relativamente à evolução do OPEX, alterar os fatores de eficiência para as atividades de Aquisição de energia elétrica (AGS) e Distribuição de energia elétrica (DEE), como se descreve:

   EDA

   AGS - incremento da meta de eficiência de 2,5% para 3,5%.

[170] Cf. pág. 243 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017".

[171] Cf. Pág. 113 e 129 do documento "Parâmetros de Regulação para o período 2015 a 2017".

[172] Cf. Pág. 119 e 136 do documento "Parâmetros de Regulação para o período 2015 a 2017".

[173] Cf. Pág. 183 e 218 do documento "Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2015 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico".

DEE – diminuição das metas de eficiência de 2,48% para 2%:

EEM

AGS - diminuição das metas de eficiência de 2,5% para 2%.

DEE - diminuição das metas de eficiência de 5% para 4%:

3. Acresce, para a atividade de CEE, a criação de um fator de eficiência de 3,5% para ambas as empresas, EDA e EEM.

4. Acresce ainda o fato de os parâmetros de regulação propostos para o período regulatório 2015-2017, não refletirem o impacto que decorre naquelas empresas, em consequência da política salarial para a função pública, estabelecida anualmente através do OE, à qual as mesmas estão sujeitas.

5. O Conselho Tarifário apoiaria uma iniciativa das empresas reguladas, ressalvando que os respetivos custos não devem ser repercutidos nas tarifas pagas pelos consumidores, no sentido de promover um procedimento que permitisse identificar de forma clara os custos eficientes - OPEX, por ilha, de cada Região Autónoma, para a produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica na medida em que tal se poderia revelar benéfico, quer para as empresas quer para os consumidores.

6. Em função destes referenciais, poderiam ser determinados os níveis de eficiência que cada empresa teria de prosseguir, mediante a fixação de parâmetros adequados e cabalmente fundamentados e ser revistos os procedimentos com a regularidade, com base na evolução tecnológica e eventuais fatores externos o exigissem, pelo que tal estudo deveria ser desenvolvido por consultor externo, com estreito acompanhamento da ERSE e das empresas reguladas.

b) Metodologia de cálculo do WACC

1. A determinação da taxa de Custo de Capital pela ERSE assume um papel preponderante na garantia do equilíbrio económico e financeiro da EEM e da EDA uma vez que as suas atividades estão verticalmente integradas sendo todas reguladas.

2. A ERSE, no apuramento do Custo de Capital, para a EEM e EDA, limita-se a tratar como comparáveis de mercado a REN e a EDP, invocando a existência de similitude das suas atividades.

3. Justificar-se-ia, contudo, no entendimento do CT e até para efeitos de recurso a financiamento externo por parte das empresas reguladas, que fosse dada uma explicação mais particularizada, designadamente quanto à utilização de taxas distintas nas várias atividades desenvolvidas pela mesma empresa e à utilização da REN como comparável na atividade de AGS que, no caso específico das RA incorpora a produção de energia elétrica.

c) Convergência Tarifária entre RA's e Portugal continental

1. A pequena dimensão dos mercados das regiões autónomas e o facto de os mesmos estarem suportados em sistemas de energia elétrica isolados, determinam que os consumidores dessas regiões não possam suportar tarifas que reflitam o custo real das diferentes atividades.

2. Por esse motivo, atendendo ao princípio de uniformidade tarifária, parte dos sobrecustos do sistema elétrico das RA é suportado pelos consumidores de Portugal continental através do mecanismo de convergência tarifária.

3. A ERSE propõe manter, em 2015, o referencial de convergência das TVCF nas RA sejam as tarifas aditivas em Portugal continental.

4. Para a determinação das tarifas de 2015, a ERSE fixou um aumento máximo de 0,5 pontos percentuais de cada preço, acima da variação média de cada grupo tarifário.

5. Em resultado da aplicação desse limite máximo, para 2015, a ERSE propõe que as TVCF aumentem 4,1% e 4,2% (para a todo o tipo de consumo) nas RA dos Açores e da Madeira, respetivamente.

6. O CT recomenda que a ERSE, enquanto não dispuser de referências de mercado seguras, continue prudentemente a articular a definição de tarifas para as RA com as tarifas aditivas.

II B - PROPOSTA DE TARIFAS PARA 2015

II B.1. ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2015

1. A estrutura das tarifas deve ser aderente à estrutura dos custos incrementais ou marginais.

2. Considerando o início de um novo período regulatório a ERSE desenvolveu estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas por atividade regulada, de que resulta a manutenção da estrutura tarifária do anterior período de regulação para todas as tarifas, com exceção das tarifas de Energia e de Uso da Rede de Distribuição.

3. A ERSE indica que os valores relativos aos custos incrementais das potências das redes de transporte foram obtidos a partir de um estudo realizado pelas empresas reguladas de transporte e distribuição em maio de 2000, no âmbito dos trabalhos de revisão da estrutura tarifária. Nestes estudos das empresas calcularam-se os custos incrementais de uso das redes a incidir unicamente na potência em horas de ponta.

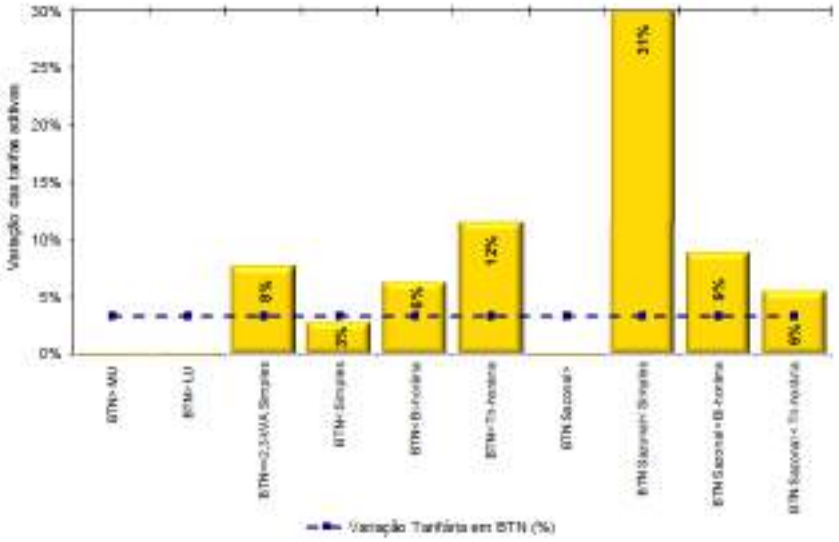
4. O quadro regulamentar prevê a existência de dois termos tarifários de potência a incidir sobre a potência contratada e em horas de ponta e de termos de energia ativa. O CT não entende que decorrida mais de uma década, não tenham sido efetuados novos estudos que habilitem à definição dos respetivos custos incrementais e marginais, estranhando que a ERSE expresse essa necessidade sem ter diligenciado no sentido de a ultrapassar.

5. No sentido de serem diminuídos os custos globais do sistema elétrico, que são pagos por todos os consumidores, minimizando as perdas de energia nos troços periféricos das redes e o seu sobredimensionamento, o CT insta a ERSE a definir preços de energia reativa fornecida (indutiva) e recebida (capacitiva) agravados no último escalão, transmitindo o sinal claro aos consumidores para compensarem as suas instalações.

a) Tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF)

1. As variações tarifárias correspondentes à aplicação das tarifas aditivas de 2015 face à TVCF em 2014, utilizando para o efeito as quantidades definidas para as tarifas de 2015 ilustram-se no quadro seguinte:

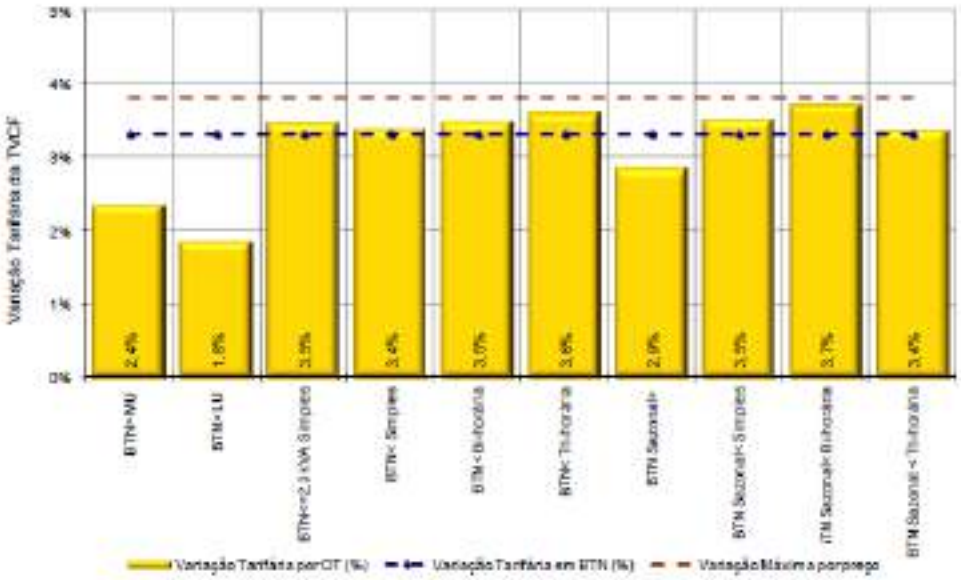
Variações tarifárias associadas à aplicação de tarifas aditivas por opção tarifária em BTN



Fonte: ERSE

2. Decorre do Regulamento Tarifário a aplicação de um mecanismo de convergência que assegure a limitação de impactes dessa convergência sobre os clientes. Esse limite foi estabelecido em 0,5% acima da variação global para as opções tarifárias de BTN, pelo que a variação tarifária das TVCF será de:

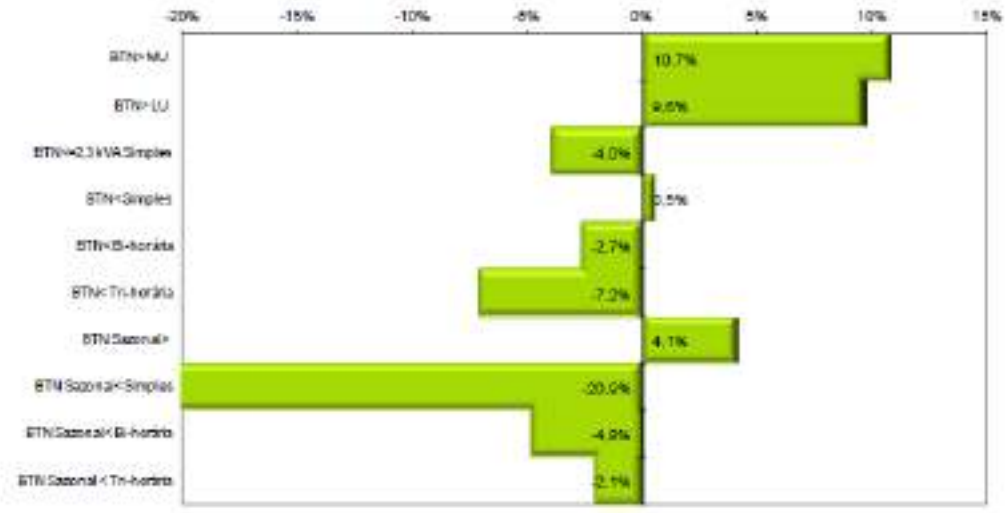
Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas



Fonte: ERSE

3. Deste modo conclui-se que as TVCF não são aditivas, como explicitado no quadro seguinte:

Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas em 2015



Fonte: ERSE

4. Em resultado da extinção prevista das TVCF, o CT reitera a importância da persecução da aditividade plena.

II B.2. TARIFAS DE ACESSO

1. A ERSE prevê para 2015 uma evolução do fornecimento de energia elétrica considerada nas tarifas de + 0,2%, atingindo o valor de global de 44.617GWh, o que corresponde a uma relativa estabilização de consumos, embora com variações de -2% em MAT, +10% em AT, +2,5% em MT, + 1% em BTE e -4,6% em BTN, conforme quadro 0-16.

2. As tarifas de acesso em apreço, aplicam-se diretamente a 90% dos consumos, correspondentes aos consumidores que adquirem a energia em mercado, sendo que aos restantes 10%, dos consumos dos clientes em mercado regulado, se aplicam as tarifas transitórias, cujos valores internalizam o custo da energia e das tarifas de acesso.

a) Evolução das tarifas de acesso

1. O aumento das tarifas de acesso proposto pela ERSE para 2015 é 6,8% para a MAT, AT, MT, BTE e de 6% na BTN, o que equivale a um aumento médio de 6,3%, que representa +4,5€/MWh, correspondendo diretamente ao aumento dos proveitos em 6,3% (+199 M€).

Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes

Estado e características	Tarifas 2014, consumo 2014 (1)	Tarifas 2014, consumo 2015 (2)	Tarifas 2015, consumo 2015 (3)
Proveitos (10^6 Euros)	3 192	3 160	3 359
Consumo (GWh)	44 533	44 617	44 617
Preço médio (EUR/kWh)	0,0717	0,0708	0,0753
Variação (%)		(2)/(1) = -1,2%	(3)/(2) = 6,3%

Fonte:ERSE

2. Este acréscimo de 6,3% resulta de um aumento em 21,1% da UGS e de uma redução das tarifas de redes entre 1,9% e 21,1%.

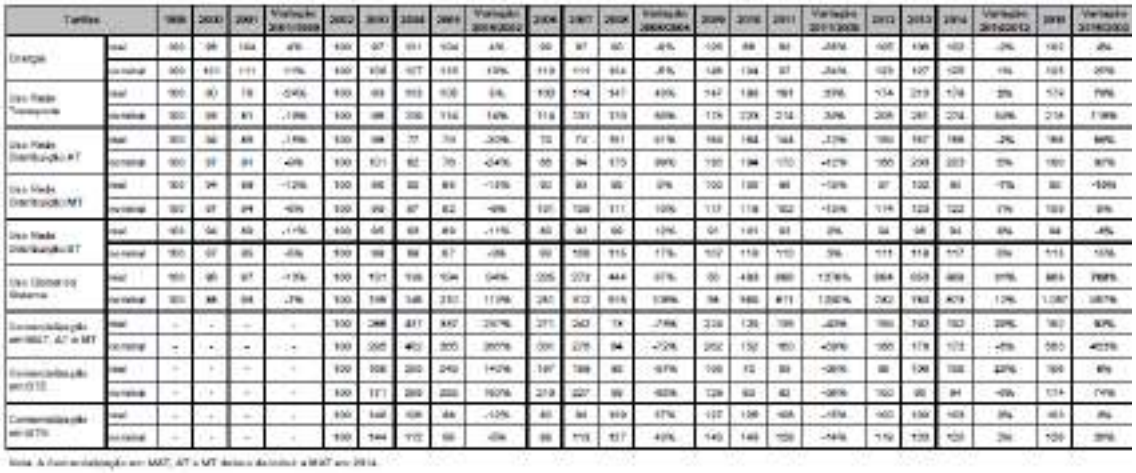
Quadro 0-9 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental

	Variação 2015/2014
Tarifa de Energia	0,1%
Tarifa de Uso Global do Sistema	21,1%
Tarifas de Uso de Redes	
Uso da Rede de Transporte	-21,1%
Uso da Rede de Distribuição em AT	-6,5%
Uso da Rede de Distribuição em MT	-10,2%
Uso da Rede de Distribuição em BT	-1,9%
Tarifas de Comercialização	5,5%

Fonte:ERSE

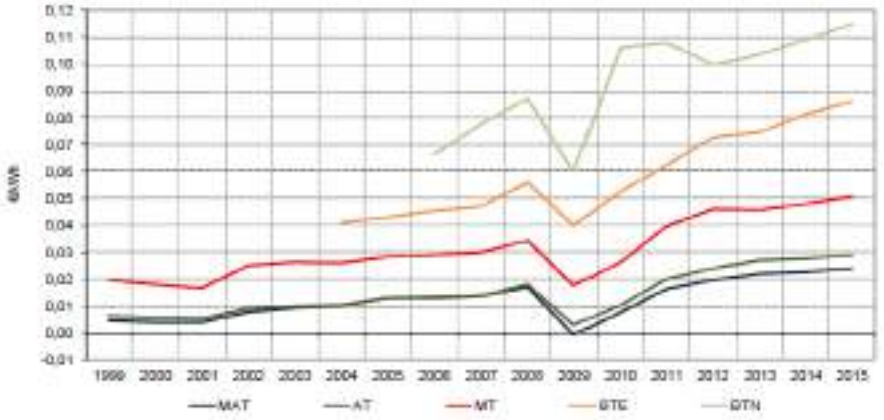
Importa salientar que a UGS regista aumentos medios acumulados de 768% em termos reais (957% em termos nominais) desde 1999.

Quadro 7-1 - Evolução das tarifas por atividade



3. Deste modo as propostas de tarifas de acesso, continuam num ciclo de aumento sendo mesmo afirmado pela ERSE, que: "*No período analisado na figura seguinte, referente ao periodo de 1999 e 2015, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais de 10,3%, 9,5%, 5,7%, 6,4% e 5,6%, a preços constantes de 2014*".

Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes
(preços constantes de 2014)



Fonte:ERSE

4. Como se verifica no quadro seguinte, os CIEGS representam a parte mais importante dos custos das tarifas de acesso, sendo 62% na MAT, 61% na AT, 51% na MT, 54% na BTE, 48% na BTN> 20,7 kVA e 68% na BTN <=20,7 kVA, pelo que apesar da ERSE prever uma redução dos CIEGS em 2015, se constata que as medidas tomadas para a sua contenção, não permitiram a diminuição do impacto dos mesmos na proposta de aumento das tarifas de acesso em 2015.

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / tarifas de acesso)	% (tarifas de acesso / tarifas de referência Fig. 7-25, pag. 219
MAT	68%	30%
AT	61%	34%
MT	51%	45%
BTE	54%	55%
BTN > 20.7 kVA	48%	64%
BTN < 20.7 kVA	62%	54%

5. O CT reitera, assim, a necessidade de implementação de medidas adicionais de redução sustentada dos CIEG.

b) Descriminação das alterações verificadas nos diferentes fatores das tarifas de acesso

1. A proposta de tarifas para 2015, aumenta os custos em horas de vazio e supervazio em cerca de 18% na MAT, 24% em AT, 40% em MT, 36% em BTE. Em BTN> 20 kVA aumenta 70% em vazio e em BTN < que 20,7 kVA aumenta 25%.

2. A potência em ponta e a potência contratada, diminuem respetivamente 24,92% e 7,84% em MAT, 23,46% e 2,48% em AT, 20,54 e 10,34% em MT e 12,98 e 2,99% em BTE. A potência em BTN baixa na ordem dos 2,76%. O quadro seguinte indica as alterações verificadas.

Tarifas de Acesso MAT	2014		2015		Variação 2015-2014	
	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Ponta, €/kWh	0,0238	0,0237	0,0248	0,0248	4,20%	4,64%
Cheio, €/kWh	0,0207	0,0207	0,0222	0,0222	7,25%	7,25%
Vazio, €/kWh	0,0143	0,0143	0,0169	0,0169	18,18%	18,18%
SSupervazio, €/kWh	0,0142	0,0143	0,0168	0,0168	18,31%	17,48%
Potência ponta, €/kWh.Dia	0,0598	0,0598	0,0449	0,0449	-24,92%	-24,92%
Potência contratada, €/kWh.Dia	0,0204	0,0204	0,0188	0,0188	-7,84%	-7,84%
Tarifas de Acesso AT	2014		2015		Variação 2015-2014	
	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Ponta, €/kWh	0,0261	0,0260	0,0288	0,0286	10,34%	10,00%
Cheio, €/kWh	0,0226	0,0226	0,0256	0,0256	13,27%	13,27%
Vazio, €/kWh	0,0148	0,0149	0,0186	0,0186	25,68%	24,83%
SSupervazio, €/kWh	0,0145	0,0147	0,0182	0,0184	25,52%	25,17%
Potência ponta, €/kWh.Dia	0,1590	0,1590	0,1217	0,1217	-23,46%	-23,46%
Potência contratada, €/kWh.Dia	0,0161	0,0161	0,0157	0,0157	-2,48%	-2,48%
Tarifas de Acesso MT	2014		2015		Variação 2015-2014	
	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Ponta, €/kWh	0,0338	0,0335	0,0412	0,0409	21,89%	22,09%
Cheio, €/kWh	0,0290	0,0291	0,0365	0,0362	25,86%	24,40%
Vazio, €/kWh	0,0160	0,0162	0,0226	0,0225	41,25%	38,89%
SSupervazio, €/kWh	0,0153	0,0156	0,0218	0,0220	42,48%	41,03%
Potência ponta, €/kWh.Dia	0,2945	0,2945	0,2340	0,2340	-20,54%	-20,54%
Potência contratada, €/kWh.Dia	0,0348	0,0348	0,0312	0,0312	-10,34%	-10,34%
Tarifas de Acesso BTE	2014		2015		Variação 2015-2014	
Ponta, €/kWh		0,0489		0,0601		22,90%
Cheio, €/kWh		0,0424		0,0528		24,53%
Vazio, €/kWh		0,0221		0,0300		35,75%
SSupervazio, €/kWh		0,0199		0,0275		38,19%
Potência ponta, €/kWh.Dia		0,6534		0,5686		-12,98%
Potência contratada, €/kWh.Dia		0,0368		0,0357		-2,99%
Tarifas de Acesso BTN (>20,7 kVA)	2014		2015		Variação 2015-2014	
Ponta, €/kWh		0,1922		0,1805		-6,09%
Cheio, €/kWh		0,0595		0,0727		22,18%
Vazio, €/kWh		0,0154		0,0262		70,13%
Potência, €/Dia	27,6	1,0145	27,6	0,9863	0,00%	-2,78%

Potência, €/Dia	34,5	1,2681	34,5	1,2329	0,00%	-2,78%
Potência, €/Dia	41,4	1,5217	41,4	1,4795	0,00%	-2,77%
Tarifas de Acesso BTN (<=20,7 kVA)	2014		2015		Variação 2015-2014	
Potencia: tarifa simples, bi-horária e tri-horaria	1,15	0,0423	1,15	0,0411		-2,84%
	2,30	0,0845	2,30	0,0822		-2,72%
	3,45	0,1268	3,45	0,1233		-2,76%
	4,60	0,1691	4,60	0,1644		-2,78%
	5,75	0,2113	5,75	0,2055		-2,74%
	6,90	0,2536	6,90	0,2466		-2,76%
	10,35	0,3804	10,35	0,3699		-2,76%
	13,80	0,5072	13,80	0,4932		-2,76%
	17,25	0,634	17,25	0,6165		-2,76%
	20,70	0,7609	20,70	0,7398		-2,77%
Energia ativa						
Tarifa simples €kWh		0,0832		0,0919		10,46%
Tarifa bi-horária fora vazio €kWh		0,1131		0,1190		5,22%
Tarifa bi-horária vazio €kWh		0,0359		0,0450		25,35%
Tarifa tri-horaria - Ponta		0,2244		0,2082		-7,22%
Tarifa tri-horaria - Cheia		0,0679		0,0968		42,56%
Tarifa tri-horaria - Vazio		0,0359		0,0450		25,35%

c) Análise das alterações verificadas

1. Da análise das alterações propostas, constata-se quanto à evolução das tarifas de acesso o seguinte:
   a) O aumento do custo referente à energia supera a diminuição do custo da potência em ponta e potencia contratada, razão pela qual a ERSE indica aumentos de 6,8% em MAT, AT, MT e BTE e 6% na BTN, sendo que os aumentos são ainda maiores para quem modula mais, por efeito dos maiores aumentos em vazio e supervazio.
   b) Os aumentos registados em vazio e supervazio são, comparativamente com os verificados em ponta e cheio, 3 vezes superiores na MAT, 2 vezes na AT, 1,6 vezes na MT e BTE e 3,2 vezes na BTN> 20,7kVA.
   c) Esta situação configura uma penalização para os consumidores com maior capacidade de modulação, resultando assim em aumentos mais significativos (superiores à média), tanto maiores quanto maior for a modulação dos seus consumos, podendo atingir aumentos médios da ordem de 9 a 10%.
   d) Igualmente se verifica o aumento da energia ativa de 25,35% das tarifas bi e tri-horária no período de vazio, na BTN <20,7kVA.
   e) O aumento médio anual contínuo, no período de 1999 a 2015, situado entre os 10,3 e 5,6%, dependendo do nível de tensão, tem um impacto elevado sobre todos os consumidores, uma vez que não é possível atingir metas de eficiência energética que acompanhem e anulem os impactos dos aumentos verificados.
   f) Acresce que, num cenário de inflação esperada de 1%, estes são aumentos reais de custo. Aumentos desta magnitude poderão ter impactos muito nocivos nos consumidores, quer

domésticos quer industriais, e poderão, a curto prazo, tornar o preço da eletricidade proibitivo para um grande número de consumidores e levar à perda de competitividade das empresas que utilizam intensamente energia elétrica nos seus processos produtivos. Pode ainda continuar a retrair o crescimento do consumo com efeitos indesejáveis na integração dos custos e consequentes novos incrementos das tarifas.

2. Considerando que a modulação dos consumos é benéfica para todo o sistema, e a opção proposta é uma diminuição do incentivo à modulação, o CT entende que a ERSE deve esclarecer quais os fundamentos da opção de agravar mais as tarifas de vazio e supervazio e reconsiderar a distribuição proposta para os diferentes períodos horários, atendendo que a atual distribuição não está ajustada no âmbito do MIBEL.

II B.3. MERCADO LIVRE E TVCF TRANSITÓRIAS

1. Através do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro foi definido o processo progressivo de eliminação das tarifas reguladas a clientes do continente, com consumos em muita alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE).

2. Conforme publicação mensal da ERSE constata-se que o mercado liberalizado dos grandes consumidores, dos clientes industriais e dos clientes do segmento de pequenos negócios, após alguns anos com uma trajetória pouco consistente, tem vindo a consolidar-se

3. Através do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, foi estabelecido o processo de extinção das tarifas reguladas através da eliminação das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em BTN até 31 de dezembro de 2014 e até 31 de dezembro de 2015, consoante os clientes tenham potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA ou inferior a 10,35 kVA, respetivamente.

4. O CT lembra a sua recomendação pela de uma metodologia transparente para o cálculo do fator de agravamento. Este fator de agravamento deveria ter especial aplicação ao lado das tarifas transitórias ou com a data de extinção no final de dezembro de 2014.

5. A campanha informativa sobre a liberalização, a promover pela DGEG até 31 de dezembro de 2015, deverá ser lançada com a brevidade possível e recomenda o CT que a ERSE faça o inerente acompanhamento.

6. O CT deveria de ter acesso aos níveis de rentabilidade da CUR, com o objetivo de se assegurar de que não está a competir em situação de défice face aos Comercializadores do mercado livre:

   a) Atualmente não estão repercutidos na tarifa os custos reais de comercialização do CUR.

   b) Devem ser definidos os critérios para atingir uma concorrência saudável através da convergência tarifária nos segmentos com tarifas bi-horárias e sazonais;

   c) Neste sentido, as tarifas deverão ter em consideração os custos de comercialização e de atendimento aos Clientes próprios de Comercializadores com carteiras de Clientes bem reduzidas e com táticas de venda presencial onde os custos de comercialização são bem maiores do que uma CUR *standard*.

II C - QUALIDADE DE SERVIÇO

1. A qualidade de serviço do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, na dupla vertente técnica (continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão) e comercial, constitui um elemento central do modelo de regulação vigente, assente num elevado nível de proteção dos consumidores.

2. O CT tem vindo, por isso, desde há vários anos e de modo recorrente, a assumir a aposta na qualidade de serviço como aspeto essencial da avaliação do desempenho das empresas e do grau de satisfação

dos consumidores de energia elétrica.

3. O CT reconhece e valoriza os ganhos alcançados em matéria de qualidade de serviço, nos últimos anos, pelas empresas reguladas, tendência que se manteve no ano de 2013, com reflexos muito positivos na ótica dos interesses dos consumidores e da eficiência do sistema elétrico.

4. O CT relembra que a partir de janeiro do corrente ano entrou em vigor um novo Regulamento da Qualidade de Serviço, o primeiro aprovado pela ERSE, que aponta novas exigências quanto à qualidade de serviço a prestar aos consumidores, aspeto que não pode deixar de ser tido em conta para o futuro, em especial, no quadro do processo de fixação de tarifas e preços de energia elétrica e de adoção de parâmetros para novos períodos de regulação.

5. Neste contexto, o CT retoma todas as suas anteriores recomendações exortando as empresas reguladas de transporte, de distribuição e de comercialização de energia elétrica a continuarem a investir na melhoria contínua da qualidade de serviço.

6. De igual modo, entende o CT que a ERSE deve, no quadro das suas competências de regulação, ter em consideração as novas exigências em matéria de qualidade de serviço e a necessidade de evitar a deterioração/erosão dos índices de qualidade alcançados nos últimos anos.

II D - PROPOSTA DE PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS PARA 2015

1. Nos termos do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) em vigor, compete à ERSE a fixação dos preços dos serviços regulados associados à atividade de distribuição (leitura extraordinária e serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia) e à atividade de comercialização (quantia mínima a pagar em caso de mora), segundo proposta das empresas reguladas.

2. Tal como recomendado pelo CT, a ERSE mantém os pressupostos que têm sido seguidos em anos anteriores, designadamente, a atualização do preçário aplicável atenta a justificação apresentada pela empresa e a necessidade de uma maior aderência, ainda que gradual, dos preços aos custos reais da prestação do serviço.

3. Nas RA`s os preços a vigorar em 2015 resultam da aplicação do valor do deflator implícito do consumo privado previsto de 1,1%, com a exceção do aplicável para a quantia mínima em caso de mora que se mantém inalterável, tal como no Continente.

4. No Continente, a generalidade dos serviços apresentam um decréscimo de preço na ordem dos 0,2% com exceção dos serviços de leitura extraordinária e de restabelecimento urgente de fornecimento que apresentam uma variação de 5% face ao ano de 2014 e são fixados para o 1º trimestre de 2015.

5. O racional subjacente ao aumento justifica-se pela necessidade de refletir a alocação do custo ao consumidor que efetivamente o induz, notando o CT que já em 2014 estes serviços foram sujeitos a variações de igual montante.

6. Acresce que o regulador apresenta um preçário aplicável apenas para o primeiro trimestre fundamentando que a regra que vem sendo adotada para a estrutura de custos administrativos (20% sobre o custo da prestação de terceiros) deverá ser revisitada de modo a garantir que se adequa à realidade dos custos administrativos incorridos pelo operador.

III

CONCLUSÕES

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 17 de novembro de 2014.

[Parecer integral digitalizado]: ver pg. 269 e ss.

◆ Resposta da ERSE ◆

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) da ERSE apresentou no dia 15 de outubro ao Conselho Tarifário (CT) a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017" e os respetivos documentos justificativos complementares.

O CA da ERSE procedeu à apreciação do parecer apresentado pelo CT e à ponderação das sugestões nele contidas, tendo em consideração nas tarifas e preços para a energia elétrica publicados para 2015 o parecer do CT. Em seguida apresenta-se a análise do CA da ERSE ao parecer do CT e os seus comentários às questões suscitadas.

I A – DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DA DÍVIDA

A dívida tarifária do setor elétrico, tal como referido pelo CT, decorre de um conjunto de custos que foram alvo de adiamento e recuperação faseada, para evitar uma subida significativa das tarifas no próprio ano.

A grande maioria dos custos não recuperados corresponde a custos resultantes de medidas legislativas, estando incluídos nos Custos de Interesse Económico Geral. Por sua vez, a decisão de adiamento destes custos decorre de medidas legislativas devidamente divulgadas nos documentos publicados pela ERSE. Assim, a eventual eliminação da dívida tarifária até 2020 decorrerá, em primeiro lugar, de ações realizadas na esfera governamental. Existem igualmente outros fatores exógenos com impacte na dívida tarifária que importa considerar, como por exemplo, a evolução da procura, o quadro macroeconómico ou ainda as condições nos mercados grossistas de energia.

Importa, contudo, frisar que o CA da ERSE não deixa de acompanhar a evolução do volume da dívida, tendo registado que 2015 será o ano, desde 2012, com menor deficit tarifário.

I B – PREÇO MÉDIO E VARIAÇÃO TARIFÁRIA

No que concerne as preocupações do CT quanto à possível confusão introduzida pela publicação da variação tarifária e da variação de preço médio, considera-se que a apresentação dos dois valores na documentação de tarifas confere maior transparência e clareza ao processo de cálculo e aprovação das tarifas.

A variação tarifária fornece informação sobre a variação observada nos preços das tarifas, sendo de facto a informação mais relevante para os consumidores na medida em que é esta que impacta na evolução das suas faturas de eletricidade. Por estas razões a variação tarifária é destacada pelo CA da ERSE no exercício de comunicação, não fazendo o comunicado qualquer referência a variações de preço médio. A variação tarifária corresponde à variação que será observada na faturação das tarifas com uma procura cristalizada, quer em nível, quer em estrutura por variável de faturação. Representará assim a variação global nas faturas dos consumidores que não alterem a sua forma de consumo de um ano para outro, traduzindo exclusivamente o efeito da variação de preços das tarifas, conforme referido anteriormente.

Todavia, a variação de preço médio permite observar o efeito combinado dessa variação tarifária e da alteração da estrutura de consumos, informação essencial para perceber-se a evolução de preços médios ao longo do tempo. Esta variação de preços médios permite confrontar o preço médio previsto no exercício de aprovação das tarifas do ano anterior e identificado por exemplo na documentação das tarifas de 2014,

com o preço médio previsto no atual exercício de aprovação de tarifas para 2015, sendo que estes preços médios são obtidos através da divisão dos proveitos previstos faturar pela aplicação de cada conjunto de tarifas e a energia entregue e a registar nos contadores.

Quanto às variações tarifárias apresentadas no comunicado do CA da ERSE considera-se relevante fornecer informação, quer das variações tarifárias das tarifas transitórias de venda a clientes finais, quer das tarifas sociais de venda a clientes finais, quer do conjunto total dos clientes do comercializador de último recurso. Assim, são apresentados três valores de variação tarifária identificando-se devidamente a que é que corresponde cada um deles, promovendo-se a transparência do processo. Na documentação que justifica e suporta a aprovação das tarifas é apresentada toda a informação que permite a todos os interessados reproduzir o processo de cálculo das tarifas conferindo robustez, credibilidade e transparência a todo o processo.

Deve também sublinhar-se que este é o procedimento regulatório habitual no exercício do cálculo tarifário e de divulgação das variações tarifárias.

I C – PERDAS NÃO TÉCNICAS

O CA da ERSE concorda com o comentário do CT, em linha com o já identificado desde 2008 nas consultas públicas realizadas.

II A – PARÂMETROS PARA O TRIÉNIO REGULATÓRIO

II A.1 – REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DAS ENTIDADES REGULADAS NO PERÍODO REGULATÓRIO 2015-2017

A definição do custo do capital próprio, usando a metodologia do CAPM[174], exige a definição de vários parâmetros, havendo uma grande complexidade e diversidade de opções que é necessário determinar e definir para se calcular o valor final. Muitas dessas opções são fruto da avaliação da situação e do contexto, havendo necessidade de tomar as decisões que se apresentam como melhor solução perante a avaliação das condições económicas e financeiras presentes e que possam representar as melhores previsões para o futuro em análise.

TAXA DE JURO SEM RISCO

O CA da ERSE, na definição do custo de capital das atividades reguladas, teve em conta a desejada estabilidade regulatória, tendo tido, contudo, em consideração as condicionantes e a envolvente de natureza económica e financeira que caracterizam a economia portuguesa, nomeadamente as perspetivas para os próximos anos. Neste sentido, as opções, quer de alteração, que de manutenção de metodologias, visam adequar essas mesmas metodologias às condicionantes atrás referidas, tento sempre em conta a desejável estabilidade regulatória.

No caso específico da metodologia aplicada para cálculo da taxa de juro sem risco, a ERSE apenas alterou o período considerado para cálculo deste parâmetro de 3 anos para 5 anos. A manutenção de um período de 3 anos levaria a dar uma importância desmesurada a uma situação com caráter extraordinário face ao histórico dos últimos anos. A justificação para esta alteração está plasmada no subcapítulo correspondente a esta proposta:

Simetria de cálculo no que diz respeito ao período de turbulência que a economia portuguesa registou recentemente: "Tendo em conta a evolução dos mercados financeiros nos últimos anos, é de registar que um período de 5 anos permitiria considerar de uma forma simétrica os valores observados para a economia portuguesa."

[174] Capital Asset Pricing Model.

Não permitir que o período de turbulência financeira se imponha no resultado do cálculo: "A utilização das cotações dos últimos 5 anos permite refletir nesta taxa o efeito do período de turbulência, assumindo que não se pode efetuar uma análise prospetiva sem ter em conta o efeito histórico, não deixando contudo que o período de turbulência financeira se imponha dado que o momento atual é de maior estabilidade e confiança por parte dos mercados na economia nacional.".

TAXA DE IMPOSTO

A taxa de imposto considerada reflete o valor observado nos anos anteriores e é uma taxa definida para os próximos 3 anos do novo período regulatório, 2015 a 2017. Pese embora existir uma proposta no Orçamento do Estado para o próximo ano de descida da taxa de imposto, não existe uma perspetiva clara se essa descida, a concretizar-se, se irá manter pelos 3 anos do período regulatório.

PRÉMIO DE RISCO DE MERCADO

Em 2011, aquando da definição dos parâmetros para o período regulatório anterior, face a uma situação extraordinária, recorreu-se à melhor informação disponível, que consistiu num inquérito específico para Portugal[175]. Para o período regulatório atual, na definição do risco de mercado, o CA da ERSE optou por uma metodologia clássica mais conservadora, usada por vários autores, como o A. Damodaran, optando pela definição de um prémio de risco de um mercado maduro não sujeito a turbulência financeira, adicionado de um prémio de risco do país.

O conceito de mercado maduro, nomeadamente a definição do Damodaran[176], é um mercado com um histórico suficientemente longo que permita uma estimativa robusta do prémio de risco.

A opção de definir o prémio de risco de um mercado maduro em função dos valores de outros reguladores europeus foi considerada adequada por representar uma amostra alargada que incide sobre mercados financeiros, de um modo geral, mais maduros ou não sujeitos a turbulência financeira[177].

O relatório do CEER[178], não publica o valor final do Custo de Capital Médio Ponderado CCMP, de cada regulador, publicando apenas informação relativa à metodologia e a alguns parâmetros comuns e necessários ao cálculo do CCMP. Adicionalmente, sendo o relatório do CEER confidencial, não é permitida a divulgação de informação relativa a cada regulador, com a identificação do respetivo país, e respetiva metodologia e custo do capital. Esta opção do CEER decorre do facto de existir uma multiplicidade de quadros regulatórios e metodologias de cálculo para determinação do CCMP bastante diversas e distintas. O valor do CCPM pode ser definido de formas significativamente distintas, podendo ser definido em termos nominais, em termos reais, antes ou depois de impostos. Por outro lado, cada regulador aplica o valor definido do custo do capital a conceitos de ativo muito distintos, como seja aos ativos líquidos, aos ativos brutos, avaliados a custos históricos, de substituição ou tendo sido reavaliados. Dada esta multiplicidade e complexidade, os reguladores não publicam os valores do CCMP para evitar uma comparação dos valores definidos que poderia resultar em conclusões enviesadas.

Para determinação do prémio de risco de Portugal, a acrescentar ao prémio de risco do mercado de um mercado maduro, foi feita a avaliação desse risco medido pelo spread entre as yields das obrigações portuguesas e as obrigações de mercados da zona euro maduros. Assim a ERSE optou por uma média de

[175] Fernandez, Pablo & Aguirreamalloa, Javier & Corres, Luis, 2011. "*Market risk premium used in 56 countries in 2011: A survey with 6,014 answers*," IESE Research Papers D/920, IESE Business School.

[176] Damodaran, Aswath, 2012, "Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of any Asset", 3rd ed., University Edition (Wiley Finance Series).

[177] No cálculo da média do prémio de risco definido pelos reguladores europeus não foram considerados os países para os quais esse valor já incorporava um prémio de risco país, sendo o valor resultante considerado uma *proxy* do prémio de risco de um mercado maduro.

[178] Council of European Energy Regulators

longo prazo para os países com rating AAA, considerados para o cálculo da taxa de juro sem risco aos quais se acrescentou a França.

METODOLOGIA DE INDEXAÇÃO

A metodologia de indexação para o presente período regulatório resulta, fundamentalmente, das seguintes alterações face ao anterior período regulatório:

Indexação do custo do capital às Obrigações do Tesouro (OTs),em vez dos CDS [179];

Ajustamento dos intervalos de variação do CCMP, com novos limites superiores (cap) e inferiores (floor);

Alteração do declive da reta de indexação.

O valor do novo indexante, as yields das OTs portuguesas a 10 anos, encontrava-se em mínimos históricos no momento de definição do mecanismo de indexação. Assim, este será um valor de partida para o qual não se pode perspetivar um intervalo de descida simétrico ao intervalo de subida que possa ser acomodada no mecanismo de indexação. Uma simetria de aumento e redução implicaria, assim, uma perspetiva de subida igualmente ligeira das OTs portuguesas a 10 anos.

No que diz respeito aos valores de partida e aos valores máximos e mínimos do atual mecanismo de indexação salienta-se que:

O valor agora definido para o CCMP é mais baixo do que o mínimo do mecanismo de indexação definido no anterior período regulatório;

Os valores máximos possíveis definidos no atual mecanismo de indexação são inferiores aos máximos da anterior metodologia de indexação, sendo inclusivamente próximos dos valores de partida do custo do capital definidos no anterior período regulatório.

Tendo em consideração as condicionantes acima referidas, não seria possível manter a simetria referida pelo CT. O CA da ERSE, depois de ponderar as diversas alternativas, definiu o mecanismo de indexação, deslocando e ajustando apenas ligeiramente o intervalo de variação face ao anterior período regulatório, tanto do CCMP, como do indexante, tendo em conta os valores de partida e as observações históricas de cada variável na definição do novo declive da reta de indexação. Este mecanismo reflete, para além dos novos valores de cap e floor para o CCMP, a alteração da variável definida como novo indexante, as OTs a 10 anos, em substituição dos CDS, do anterior período regulatório.

II A.2 – PROVEITOS PERMITIDOS

A metodologia do CAPM exige a definição de uma multiplicidade de critérios e de vários parâmetros, havendo uma grande diversidade e complexidade de opções que é necessário determinar e definir para se calcular o valor final do custo do capital alheio e do capital próprio. Muitas dessas opções são fruto da avaliação da situação e do contexto em cada momento, havendo necessidade de tomar as decisões que se apresentam como melhor solução perante a avaliação das condições económicas e financeiras, que possam representar as melhores previsões para o futuro em análise. As alterações propostas pelo CA da ERSE refletem, em grande medida, a necessária resposta para a adesão da metodologia ao período atípico que a economia portuguesa atravessou, e está a atravessar, e que plasmam o que o mesmo entendeu ser as mais adequadas repostas e previsões para as diversas variáveis para os próximos 3 anos. O CA da ERSE entendeu que estas circunstâncias económicas e financeiras atípicas do passado recente, face ao histórico da economia portuguesa, justificaram a presente alteração, e respetiva adequação, que irá refletir a melhor perspetiva para a realidade dos próximos anos.

[179] *Credit Default Swaps*.

Neste sentido as opções, quer de alteração, quer de manutenção de metodologias, visam adequar estas mesmas metodologias às condicionantes atrás referidas, tendo sempre em conta a desejável estabilidade regulatória.

II A.2.1 – TRANSPORTE

BASE DE CUSTOS OPERACIONAIS ACEITE

Na definição dos parâmetros da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE) para o período 2015-2017, a ERSE procedeu à análise da evolução dos custos de OPEX[180], reais e aceites, ocorridos entre 2000 e 2013, estimados para 2014 e previstos para os anos 2015 a 2017. A componente de OPEX da atividade de TEE é regulada desde 2009 por um mecanismo de custos incrementais. Em 2011, quando foram definidos os parâmetros a aplicar no período regulatório 2012-2014, a ERSE apenas dispunha de informação real e auditada após a implementação do mecanismo de custos incrementais, referente aos anos de 2009 e de 2010. A informação disponível naquela data não permitia ainda dar uma perspetiva clara da tendência de diminuição de custos que a REN viria a incorrer, uma vez que, apesar de se ter verificado uma redução dos custos reais entre 2009 e 2010, nesse período os custos reais unitários, em função da energia transportada, haviam aumentado. Foi neste contexto que o CA da ERSE definiu os parâmetros a aplicar ao longo do período regulatório 2012-2014.

Entre 2009 e 2013 a REN incorreu na sua atividade de TEE a uma redução gradual dos custos reais de OPEX, que se vieram a distanciar dos custos aceites por aplicação do mecanismo de custos incrementais cuja base havia sido definida nas circunstâncias descritas anteriormente.

Para o período regulatório 2015-2017, a ERSE procedeu à análise da evolução dos custos reais da atividade de TEE e o CA fixou os parâmetros com base na média dos valores ocorridos nos anos de 2012 e de 2013, últimos dois anos de contas reais auditadas. Note-se que desde 2009, ano de implementação do mecanismo de custos incrementais, os custos reais da atividade de TEE, só entre 2011 e 2012 é que evoluíram de forma ascendente. O CA da ERSE ao considerar na base de custos para 2015 a média de 2012 e de 2013 está a mitigar o impacte de redução de custos.

O CA da ERSE reconhece, no entanto, o esforço da REN ao reduzir significativamente os custos reais de OPEX, no cumprimento das metas de eficiência impostas, que lhe permitiu apropriar entre 2010 e 2013 dos ganhos dai resultantes. Neste contexto, para o período regulatório 2015-2017, além da revisão em baixa da base de custos da atividade de TEE, o CA da ERSE reduziu a meta de eficiência em 2 p.p. relativamente ao período regulatório anterior, fixando-a em 1,5pp.

A introdução dos ajustamentos aos indutores de custo no mecanismo de custos incrementais permite que os valores considerados em sede de ajustamentos sejam baseados nos valores reais das variáveis físicas que integram o referido mecanismo, quilómetros de rede e número de painéis em subestações. Tal permite uma maior aderência entre a variação do OPEX aceite à atividade de TEE e o nível real de atividade da empresa. O CA da ERSE recebe com agrado os comentários do CT relativos a esta alteração que permite a introdução do ajustamento, com valores reais auditados dos indutores de custo, no mecanismo de custos incrementais.

INCENTIVO À DISPONIBILIDADE

O CA da ERSE teve em consideração o comentário do CT que recomenda a manutenção do valor do incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT em vigor durante o período regulatório findo, enquanto a revisão do mesmo não estiver concluída. Após ponderar as vantagens e desvantagens desta opção, o CA da ERSE decidiu manter o valor nulo proposto para o incentivo durante o período regulatório 2015-2017.

[180] *Operational Expenditures*.