

**DESPACHO Nº:** 13/DG/2021

**Data:** 29/06/2021

**Assunto:** Regras técnicas para a implementação de centrais híbridas associadas a centrais solares fotovoltaicas decorrentes dos procedimentos concorrenciais

Na sequência de procedimentos concorrenciais para a Atribuição de Capacidade de Receção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) de Energia Elétrica Produzida em Centrais Solares Fotovoltaicas (CFs), foram adjudicados vários lotes, tendo sido emitidos pelos Operadores de Rede (OR), os Títulos de Reserva de Capacidade (TRC) necessários para o processo e tramitação do licenciamento das CFs, a que se seguiu a atribuição pela DGEG das respetivas Licenças de Produção e Exploração, conforme previsto do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação.

Entretanto, têm surgido alguns Adjudicatários a propor soluções que envolvem o estabelecimento de uma segunda central de diferente fonte primária, que consideram configurações técnicas de ligação à RESP com partilha de interligação dos elementos de ligação, mantendo a potência de ligação referida nos TRC emitidos pelos OR para a central adjudicada, i.e., propõem a hibridização.

Esta solução encontra enquadramento no Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação, que prevê a instalação em centro eletroprodutor já existente de novas unidades de produção que utilizem diversa fonte primária, ainda que se mantenha a potência de injeção na rede atribuída na licença de produção preexistente, ficando esta segunda central sujeita à obtenção de licença de produção e de exploração autónomas que serão averbadas à licença do centro electroprodutor existente.

Por outro lado, e conforme previsto também no Decreto-Lei n.º 172/2006, no caso de instalação em centro electroprodutor já existente de nova unidade de produção que utilize diversa fonte primária, mantendo a potência de injeção na rede atribuída na licença de produção preexistente, é dispensada a apresentação do TRC para a nova unidade de produção, uma vez que o mesmo deve ser substituído por autorização do titular da licença da central preexistente, e a quem foi atribuído o ponto de injeção na rede a utilizar.

Assim sendo, considera-se que neste âmbito, poderá haver condições para proceder à autorização, aos Adjudicatários dos procedimentos concorrenciais que manifestem esse interesse, para a ligação de uma segunda central com diversa fonte primária, em conjunto com a central fotovoltaica a construir, desde que se mantenha a potência de injeção na RESP no conjunto das duas centrais (central híbrida), limitada ao valor expresso no TRC emitido pelo

OR, e tendo em consideração a Circular-Esclarecimento sobre as potências de ligação expressas em potência aparente nos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na RESP (“TRC”) emitidos pelos Operadores de Rede e as respetivas potências ativas máximas admissíveis para injeção na RESP, no âmbito dos Leilões 2019, publicada pela DGEG em 5 de agosto de 2020.

Contudo, as centrais fotovoltaicas decorrentes destes Leilões, bem como dos que se realizaram em 2020, poderão estar sujeitas a um regime de **Remuneração Garantida** ou **Remuneração Geral com contribuição para o sistema** ou ainda, no caso dos segundos, a um regime de **Prémio Variável por Diferenças**, enquanto a nova unidade de produção que utilize diversa fonte primária, e que partilhará o ponto de ligação e a capacidade de injeção na RESP ficará sujeita ao regime de **Remuneração Geral** (ou de mercado).

Consequentemente, será necessário implementar mecanismos indispensáveis à distinção de produção entre as duas centrais, bem assim como para garantir que as centrais fotovoltaicas decorrentes dos Leilões dão cumprimento integral ao estipulado e propósito do procedimento concorrencial.

Assim sendo, condensam-se neste despacho as soluções e condições a observar, obrigatoriamente, nas situações de central híbrida.

## **1. Sistema de Telecontagem, Telemetria e Telecontrolo de centrais híbridas**

- a) Neste enquadramento, é indispensável o apuramento rigoroso da energia produzida pela central existente ou detentora do título de capacidade (TRC ou Licença de Produção ou Licença de Exploração) separadamente da nova central, que utilize diversa fonte primária, e que será ligada à primeira, partilhando a capacidade de injeção na RESP no ponto de ligação.
- b) O apuramento em separado da energia gerada por cada central, deve aplicar-se mesmo que a ligação entre os novos equipamentos e os existentes se faça no interior da infraestrutura da primeira central.
- c) Assim, é obrigatória a implementação de um sistema de telecontagem, que permita o apuramento em separado da energia produzida por cada central. Porém, poderá também ser necessário o apuramento individualizado da energia consumida em serviços auxiliares.
- d) É também obrigatório, a instalação de um sistema de telemetria e telecontrolo, individualizados para cada centro electroprodutor (central fotovoltaica e nova central que utilize diversa fonte primária) que permita o Gestor Técnico Global do Sistema, através dos seus sistemas informáticos, ter acesso em tempo real a um conjunto de

medidas, e possibilidade de envio de set-points para alteração do ponto de funcionamento do novo produtor.

## 2. Monitorização da produção de energia das centrais híbridas

- a) O Adjudicatário do procedimento concorrencial, ou de outra forma, a central fotovoltaica cuja reserva de capacidade de injeção na RESP foi obtida através dos leilões de julho de 2019 e agosto de 2020, deverá cumprir as obrigações estipuladas e propósito do procedimento concorrencial.
- b) Desta forma, é obrigação do Adjudicatário do leilão, i.e., da central fotovoltaica, injetar na RESP toda a energia que o recurso solar e os seus equipamentos instalados o permita, durante o período em que vigore o regime de remuneração decorrente do procedimento concorrencial.
- c) Para se verificar de uma forma expedita, o cumprimento das obrigações da central fotovoltaica (pertencente à central híbrida), será definido pela DGEG, no ato da autorização/licenciamento da segunda central com diversa fonte primária, o número de horas de utilização equivalentes (anual) em relação à potência de ligação (valor de potência expresso no TRC) que a central fotovoltaica fica sujeita a cumprir enquanto estiver abrangida pelo regime remuneração decorrente do leilão, sendo essa obrigação e bem como outras condições averbadas à sua licença de produção ou exploração, conforme aplicável, no âmbito do procedimento previsto no Decreto-Lei n.º 172/2006.
- d) O número de horas de utilização equivalentes em relação à potência de ligação deve ser definido pela DGEG, caso a caso, tendo em conta o limite mínimo de 1750 horas/ano, bem como a média dos valores reais observados nos anos subsequentes à entrada em exploração da central, em condições normais de funcionamento e nos casos aplicáveis, i.e., nos casos em que a instalação da central híbrida não é realizada em simultâneo com a central primária (central objeto de TRC decorrente dos leilões).
- e) Caso, num determinado ano, ocorram anomalias ou avarias prolongadas na central fotovoltaica que impactem significativamente na sua produção (avarias prolongadas com responsabilidade do produtor que originem perdas de produção total e com uma duração igual ou superior a 72 horas seguidas) a DGEG, por solicitação do produtor, pode instruir o CUR para utilizar no calculo anual do valor das penalidades um valor para o parâmetro  $Horas_{Equiv.L}$  distinto e inferior aos que são estabelecidas no presente despacho.
- f) A verificação do cumprimento do número de horas de utilização equivalente pela central fotovoltaica, será realizada anualmente, até ao final do primeiro trimestre do ano seguinte ao que se reporta o número de horas de utilização equivalente, pelo CUR,

no caso em que este tenha relacionamento contratual, ou pelo Gestor Global do Sistema, nos restantes casos;

- g) Nas situações de incumprimento são aplicadas penalidades conforme previsto no número seguinte.

### 3. Penalidades

Nos casos em que se verificar que a central fotovoltaica não cumpriu o número de horas de utilização equivalentes anual, serão aplicadas as penalidades previstas no presente documento, de modo a ressarcir o SEN do valor monetário que era esperado capturar, decorrente do propósito do procedimento concorrencial.

#### a) Produtores em Regime de Remuneração Garantida do Procedimento Concorrencial de 2019 ou em Regime de Prémio Variável por Diferenças do Procedimento Concorrencial de 2020 (preço fixo para o promotor)

A expressão a aplicar para o cálculo das penalidades é a seguinte:

$$Pen_{L(n)} = P_L \times (Horas_{Equiv.L} - Horas_{Equiv.verif.(n)}) \times (PMA_{(n)} - P_{Rem.Gantida}) \times \mu$$

NOTA: Apenas se aplicará as Penalidades se:

$$\left\{ \begin{array}{l} Horas_{Equiv.L} > Horas_{Equiv.verif.(n)} \\ \text{ou} \\ PMA_{(n)} > P_{Rem.Gantida} \end{array} \right.$$

« $Pen_{L(n)}$ » o valor da penalização anual, para o lote “L”, para o ano “n”, expresso em Euros;  
« $P_L$ » Potência de ligação da central fotovoltaica do lote “L” (Potência adjudicada), expresso em MVA;

« $Horas_{Equiv.L}$ » n.º de horas de produção equivalente definitas para o Lote “L”;

« $Horas_{Equiv.verif.(n)}$ » - n.º de horas de produção equivalente efetivamente verificadas na central fotovoltaica para o ano “n” que é determinado por  $Horas_{Equiv.verif.(n)} = \frac{E_{L(n)}}{P_L}$  onde

$E_{L(n)}$  corresponde à energia produzida pela central fotovoltaica do lote “L”, para o ano “n”;

« $PMA_{(n)}$ » média aritmética anual para o ano “n”, do preço de fecho do mercado diário, afeto à área portuguesa do MIBEL, calculada pela entidade que monitoriza a produção do centro eletroprodutor, expresso em €/MWh. A média aritmética anual contempla apenas os períodos de programação compreendidos entre as 8:00h e as 20:00h da hora legal portuguesa;

« $P_{Rem.Gantida}$ » Preço/valor da “Remuneração Garantida” licitado para o Lote “L” do procedimento concorrencial;

« $\mu$ » o majorante da penalização, variando consoante o número de horas em falta;

**b) Produtores em “Regime de Remuneração Geral” com contribuição para o sistema (€/MWh) do Procedimento Concorrencial de 2019**

A expressão a aplicar para o cálculo das penalidades é a seguinte:

$$Pen_{L(n)} = P_L \times (Horas_{Equiv.L} - Horas_{Equiv.verif.(n)}) \times C_{p.Sistema} \times \mu$$

NOTA: Apenas se aplicará as Penalidades se:

$$\{Horas_{Equiv.L} > Horas_{Equiv.verif.(n)}\}$$

« $Pen_{L(n)}$ » o valor da penalização anual, para o lote “L”, para o ano “n”, expresso em Euros;

« $P_L$ » Potência de ligação da central fotovoltaica do lote “L” (Potência adjudicada), expresso em MVA;

« $Horas_{Equiv.L}$ » n.º de horas de produção equivalente definitas para o Lote “L”;

« $Horas_{Equiv.verif.(n)}$ » - n.º de horas de produção equivalente efetivamente verificadas na central fotovoltaica para o ano “n” que é determinado por  $Horas_{Equiv.verif.(n)} = \frac{E_{L(n)}}{P_L}$  onde

“ $E_{L(n)}$ ” corresponde à energia produzida pela central fotovoltaica do lote “L”, para o ano “n”;

« $C_{p.Sistema}$ » Contribuição para o Sistema licitada para o Lote “L” do procedimento concorrencial de 2019, expressa em €/MWh;

« $\mu$ » o majorante da penalização, variando consoante o número de horas em falta;

**c) Definição do fator majorante da penalização**

Horas em falta anuais	$\mu$
< 120	1,25
240	1,56
360	1,88
480	2,19
≥ 600	2,50

Nota: Os valores intermédios serão obtidos por regressão linear.

O valor das penalidades é calculado pela entidade que monitoriza a produção do centro eletroprodutor em conformidade com os parâmetros pré-estabelecidos neste despacho, com recurso. Em caso de divergência sobre o valor calculado o Produtor pode recorrer à DGEG para arbitrar a decisão.

O não pagamento das penalidades determina a suspensão da remuneração pela energia injetada ou a suspensão da possibilidade de transacionar energia elétrica no mercado organizado ou através de contratação bilateral, até que o mesmo esteja regularizado.

O valor das penalidades constitui receita do SEM.

O Diretor-Geral de Energia e Geologia, *João Pedro Costa Correia Bernardo*