

2025 | ENERGIA

# O SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

M A C E  
D O ■ ■  
V I T O  
R I N O

# SOBRE NÓS

A MACEDO VITORINO É UM DOS PRINCIPAIS ESCRITÓRIOS DE ADVOCACIA PORTUGUESES. ACONSELHAMOS CLIENTES NACIONAIS E ESTRANGEIROS NUM AMPLO LEQUE DE SETORES DE ATIVIDADE, NOMEADAMENTE NO SETOR FINANCEIRO, DISTRIBUIÇÃO, INDÚSTRIA E PROJETOS.

Desde a constituição da sociedade em 1996, temos estado envolvidos em múltiplas operações de elevada complexidade em todas as nossas áreas de prática, nomeadamente em contratos de financiamento, operações de mercado de capitais, fusões e aquisições, reestruturações de empresas e contencioso.

A nossa prática é multifacetada. Assessoramos algumas das maiores empresas nacionais e internacionais em diversos sectores de atividade comercial e industrial, assumindo especial relevância, a banca, a indústria, as telecomunicações, capital de risco e a tecnologia.

A MACEDO VITORINO representa:

- Empresas nacionais e multinacionais
- Bancos e instituições financeiras
- Fundos de investimento
- Sociedades de investimento e fundos de private equity
- Associações empresariais, científicas e académicas
- Embaixadas e governos
- Empresários individuais e empreendedores
- Clientes privados

Somos citados na maioria das áreas de trabalho analisadas pelo diretório internacional, Legal 500, nomeadamente em «Banking and Finance», «Capital Markets», «Public Law», «Corporate», «Tax», «Telecoms» e «Dispute Resolution». A atuação da MACEDO VITORINO é ainda destacada pela IFLR1000 em «Project Finance», «Corporate Finance» e «M&A» e pela Chambers and Partners em «Banking & Finance», «Corporate and M&A», «Tax» e «TMT».

Se quiser saber mais sobre a MACEDO VITORINO por favor visite o nosso website [MACEDOVITORINO.COM](http://MACEDOVITORINO.COM)

# ÍNDICE

SOBRE NÓS .....	2
ÍNDICE .....	1
INTRODUÇÃO .....	4
1. DISPOSIÇÕES GERAIS .....	6
1.1. ÂMBITO DE APLICAÇÃO .....	6
1.2. OS INTERVENIENTES DE MERCADO .....	6
2. PRODUÇÃO E ARMAZENAMENTO .....	9
2.1. CONTROLO PRÉVIO .....	9
2.2. TÍTULO DE RESERVA DE CAPACIDADE .....	10
2.2.1. ACESSO GERAL .....	11
2.2.2. ACORDO COM O OPERADOR DE REDE .....	12
2.2.3. PROCEDIMENTO CONCORRENCIAL .....	15
2.2.4. TRANSMISSÃO DO TRC .....	15
2.3. LICENÇA DE PRODUÇÃO .....	16
2.3.1. REGIME EXPERIMENTAL .....	18
2.3.2. TRANSMISSÃO DA LICENÇA DE PRODUÇÃO .....	19
2.3.3. CESSAÇÃO DA LICENÇA DE PRODUÇÃO .....	19
2.4. LICENÇA DE EXPLORAÇÃO .....	21
2.5. REGISTO PRÉVIO E CERTIFICADO DE EXPLORAÇÃO .....	22
2.6. COMUNICAÇÃO PRÉVIA .....	24
2.7. SOBRE-EQUIPAMENTO E REEQUIPAMENTO .....	24
2.8. HÍBRIDOS E HIBRIDIZAÇÃO .....	27
2.9. ARMAZENAMENTO .....	29
2.10. AUTOCONSUMO .....	31
2.10.1. AUTOCONSUMO COLETIVO .....	32
2.10.2. VENDA DE ENERGIA .....	34
2.10.3. AUTOCONSUMO ELETROINTENSIVO .....	34

3. GESTÃO DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO .....	37
3.1. GESTÃO DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO .....	37
3.1.1. GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SEN .....	37
3.1.2. GESTÃO TÉCNICA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO .....	37
3.2. A EXPLORAÇÃO DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO .....	38
3.2.1. REDES DE DISTRIBUIÇÃO FECHADAS.....	39
3.3. PLANEAMENTO DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE.....	39
3.3.1. PLANEAMENTO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE.....	39
3.3.2. PLANEAMENTO DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE.....	39
4. COMERCIALIZAÇÃO DE ELETRICIDADE.....	41
4.1. COMERCIALIZAÇÃO DE ELETRICIDADE .....	41
4.1.1. OS COMERCIALIZADORES DE ELETRICIDADE.....	41
4.1.2. REGISTO DE COMERCIALIZADORES E PEDIDO .....	42
4.1.3. ATIVIDADE DE REGISTO E CONTRATAÇÃO BILATERAL DE ENERGIA.....	42
4.2. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO.....	43
5. AGREGAÇÃO DE ELETRICIDADE.....	44
5.1. AGREGAÇÃO DE ELETRICIDADE .....	44
5.1.1. REGISTO DE AGREGADORES DE ELETRICIDADE EM REGIME DE MERCADO .....	44
5.2. AGREGAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO .....	45
6. MERCADOS.....	46
6.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS .....	46
6.2. MERCADOS ORGANIZADOS.....	46
6.3. MERCADOS DE SERVIÇOS DE SISTEMA .....	47
7. GARANTIAS DE ORIGEM .....	48
7.1. CONCEITO.....	48
7.2. ENTIDADE RESPONSÁVEL PELA EMISSÃO DAS GO .....	48
7.3. REGISTO DOS PRODUTORES.....	49
7.4. FORMA E EMISSÃO DAS GO .....	50
7.5. TRANSFERÊNCIA DE GO'S .....	51
7.6. LEILÕES DE GO .....	52

8. OS CONSUMIDORES.....	55
8.1. A PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES.....	55
9. TARIFA SOCIAL DE ELETRICIDADE.....	57
9.1. BENEFICIÁRIOS .....	57
9.2. FIXAÇÃO E FINANCIAMENTO DA TARIFA.....	57
9.3. ATRIBUIÇÃO E APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL .....	57
10. ZONAS LIVRES TECNOLÓGICAS.....	59
11. FISCALIZAÇÃO.....	60

# INTRODUÇÃO

Portugal comprometeu-se, em 2016, na Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas, a alcançar a neutralidade carbónica até 2050. Como resultado, aprovou o [Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050](#) (“**RNC 2050**”).

Para alinhar com os objetivos do RNC 2050, desenvolveu o [Plano Nacional Energia e Clima 2030](#) (“**PNEC 2030**”), que é o principal instrumento de política energética e climática nacional para a próxima década, visando um futuro neutro em carbono. O PNEC 2030 define metas, objetivos e políticas para reduzir emissões de gases com efeito de estufa, incorporar energias renováveis, aumentar a eficiência energética, garantir a segurança energética, promover o mercado interno, e incentivar a investigação, inovação e competitividade.

Neste contexto de mudança profunda, o regime jurídico do Sistema Elétrico Nacional (“**SEN**”) foi adaptado às novas realidades, com a aprovação do [Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro](#) (“**DL 15/2022**”).

O primeiro eixo desta reforma centrou-se na produção de eletricidade, promovendo formas descentralizadas baseadas na produção local e no autoconsumo, com revisão das formas de controlo prévio aplicáveis. Para diminuir a pressão sobre o território, criaram-se e regularam-se as figuras do reequipamento e da expansão da produção de eletricidade de fonte ou localização oceânica.

O segundo pilar da reforma visa maximizar todo o potencial de capacidade de receção da rede elétrica de serviço público (“**RESP**”), com novas regras para os planos de desenvolvimento e investimento das redes de transporte e distribuição.

Em terceiro lugar, a reforma promoveu a utilização de procedimentos concorrenciais para a atribuição de licenças nas várias atividades do SEN, como as atividades de Comercializador de Último Recurso (“**CUR**”) e de Entidade Emissora das Garantias de Origem (“**EEOG**”).

Desde a publicação do nosso estudo sobre o DL 15/2022 em 24 de maio de 2023, o enquadramento legal do setor energético passou por alterações significativas.

No que se refere ao armazenamento de energia, a definição de "Instalação de Armazenamento" foi ampliada para distinguir entre armazenamento autónomo, ligado diretamente à RESP, e armazenamento colocalizado, associado a um centro electroprodutor renovável ou a uma UPAC no mesmo ponto de acesso à rede. Além disso, o [Despacho n.º 1859/2025, de 10 de fevereiro](#), veio estabelecer um procedimento específico para pedidos de licenciamento de instalações de armazenamento que utilizem capacidade de injeção já atribuída. Entre as novidades, destaca-se a

possibilidade de conversão de projetos solares com Título de Reserva de Capacidade (TRC) em instalações de armazenamento autónomo, desde que a construção do centro electroprodutor ainda não tenha sido iniciada, e a utilização de capacidade de injeção constante de TRC atribuído a centrais de energia renovável para licenciamento de instalações de armazenamento.

No âmbito do autoconsumo, o conceito de proximidade entre as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e as Instalações Elétricas de Utilização (IU) foi reformulado, passando a ser definido exclusivamente por distâncias máximas: 4 km para ligações em média tensão, 10 km em alta tensão e 20 km em muito alta tensão. Caso a ligação ocorra na mesma subestação, não há qualquer limitação de distância.

A hibridização foi alterada para permitir o licenciamento mesmo que o projeto original ainda não tenha entrado em operação. Outra mudança relevante foi a possibilidade de incluir unidades de armazenamento no processo de hibridização, que anteriormente apenas contemplava a adição de uma nova fonte de energia renovável.

Em relação aos prazos de licenciamento, introduziu-se maior flexibilidade, permitindo a prorrogação ilimitada do prazo para obtenção das licenças de produção e exploração em circunstâncias excecionais e mediante decisão governamental. Fixaram-se limites temporais máximos para a tramitação destes processos – dois anos para projetos terrestres e três para offshore –, prorrogáveis por despacho da DGEG por um período adicional de até seis meses. Além disso foram excluídos do cômputo dos prazos o tempo necessário para a construção dos centros electroprodutores, modernizações da rede e eventuais processos administrativos ou judiciais de impugnação.

Ao longo deste estudo, abordaremos as matérias disciplinadas pelo DL 15/2022.

# I. DISPOSIÇÕES GERAIS

## I.1. ÂMBITO DE APLICAÇÃO

O DL 15/2022 aplica-se às atividades de produção, armazenamento, autoconsumo, transporte, distribuição, agregação e comercialização de eletricidade, assim como à operação logística de mudança de comercializador e agregador, à organização dos respetivos mercados, à atividade de emissão de garantias de origem, à atividade de gestão de garantias do Sistema Elétrico Nacional, aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades e à proteção dos consumidores.

O DL 15/2022 não se aplica às seguintes atividades: (i) produção de eletricidade em cogeração, regulada pelo [Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março](#), (ii) produção de eletricidade a partir da energia das ondas na zona-piloto, regulada pelo [Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro](#), e [Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro](#), (iii) organização, acesso e exercício das atividades relativas à mobilidade elétrica, regulados pelo [Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril](#), e (iv) à produção de eletricidade a partir de energia nuclear.

## I.2. OS INTERVENIENTES DE MERCADO<sup>1</sup>

Para efeitos do DL 15/2022 são intervenientes neste mercado os operadores com as seguintes categorias:

- **Produtores de eletricidade**, responsáveis pela produção e fornecimento de eletricidade às redes elétricas nacionais;
- **Armazenadores de eletricidade**, responsáveis pelo armazenamento de energia produzida pelos produtores de energia;
- **Gestor Global do Sistema Elétrico Nacional**, responsável por assegurar o funcionamento harmonizado do SEN, a segurança e a estabilidade do fornecimento de eletricidade a curto,

---

<sup>1</sup> Para mais informações sobre os intervenientes de mercado, onde se encontram regulados, quais são e mais detalhes, por favor consulte aqui o estudo completo sobre os intervenientes de mercado.

médio e longo prazo, bem como coordenar com outros países europeus um abastecimento de eletricidade estável e seguro;

- **Gestor Integrado das Redes de Distribuição (“ORD Integrado”)**, responsável pela gestão técnica das redes de distribuição de eletricidade em alta, média e baixa tensão e pela gestão técnica das redes de distribuição em articulação com o Gestor Global do Sistema Eléctrico Nacional;
- **Operador da Rede Transporte (“ORT”)**, responsável pela atividade de transporte de eletricidade, e pela construção, operação e manutenção da rede de transporte;
- **Operador da Rede de Distribuição (“ORD”) de Eletricidade em Alta Tensão e Média Tensão**, responsável (i) pela construção, operação, e manutenção das redes de distribuição, (ii) pela gestão, operação, e manutenção do sistema de eletricidade, (iii) pela expansão para novas localidades, (iv) pela manutenção da rede e (v) por fazer a ligação eléctrica a todos os consumidores que a solicitem;
- **Operadores de Rede de Distribuição de Baixa Tensão (“ORD de Baixa Tensão”)**, responsáveis, para além dos deveres comerciais, pela leitura dos contadores, a disponibilização dos dados de leitura dos contadores aos fornecedores e a faturação e cobrança das tarifas de acesso à rede por parte dos fornecedores;
- **Operadores da Rede de Distribuição Fechada (“ORD Fechada”)**, responsáveis por assegurar a capacidade do sistema fechado de distribuição, ou seja, por (i) interromper o fornecimento de eletricidade dentro das redes de distribuição fechadas, desde que devidamente justificado e comunicado à ERSE ou à DGEG, (ii) conhecer a procura de consumo e a energia produzida pelas redes de distribuição fechadas e (iii) celebrar acordos transparentes e não discriminatórios com os consumidores/utilizadores da rede de distribuição fechada;
- **Comercializadores de Eletricidade**, responsáveis pela realização de ofertas comerciais, comprando eletricidade aos produtores de eletricidade no mercado e vendendo-a aos clientes;
- **Comercializadores de Último Recurso (“CUR”)**, responsáveis pelo fornecimento de eletricidade, nomeadamente (i) em áreas onde não existem ofertas no mercado livre, (ii) aos consumidores economicamente vulneráveis e (iii) aos clientes cujo fornecedor de mercado livre tenha sido impedido de exercer a sua atividade;
- **Operadores do Mercado de Eletricidade**, responsáveis pela gestão do mercado e atividades relacionadas, nomeadamente, gerir mercados organizados de contratação de eletricidade, assegurar que os mercados sejam dotados de adequados serviços de liquidação e fixar os critérios para a determinação dos índices de preços referentes a cada um dos diferentes tipos de contratos;
- **Gestor de Garantias**, responsável por assegurar a gestão das garantias a serem prestadas pelos fornecedores ou agentes do mercado;
- **Agregador de Último Recurso**, responsáveis por adquirir eletricidade aos produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis e que é remunerada a um preço livremente

determinado em mercados organizados e por adquirir eletricidade aos autoconsumidores que injetem a energia excedentária na RESP no caso de não haver oferta de agregadores de eletricidade no mercado ou quando os agregadores não puderem exercer a sua atividade;

- **Agregadores de Eletricidade**, responsáveis pela compra de eletricidade no mercado livre e a sua venda aos clientes que celebram um Contrato de Fornecimento de eletricidade, sujeito aos termos e condições nele acordados;
- **Autoconsumidores**, são aqueles que produzem a sua própria eletricidade a partir de fontes renováveis e a consomem eles próprios, em vez de a venderem de volta à rede. Podem armazenar ou vender a sua eletricidade, embora estas atividades não possam constituir a sua principal atividade comercial ou profissional;
- **Comunidades de Cidadãos para a Energia**, de natureza pública ou privada, incluindo, nomeadamente, pequenas e médias empresas ou autarquias locais, não podendo o seu objetivo principal consistir na obtenção de lucros financeiros;
- **Comunidades de Energias Renováveis ("CER")**, cujo principal objetivo é proporcionar benefícios ambientais, económicos e sociais aos membros ou localidades onde a comunidade opera;
- **Entidade Emissora de Garantias de Origem**, responsável pela emissão das Garantias de Origem ("GO") que prova ao consumidor que uma dada quantidade de energia foi produzida a partir de fontes de energia renováveis, cuja atividade está sujeita a uma licença atribuída no âmbito de um concurso público. Atualmente, a atividade está atribuída à REN;
- **Entidade de Gestão do Autoconsumo Coletivo ("EGAC")**, responsável pela gestão e comunicação com a plataforma da comunidade de autoconsumo e energias renováveis e pela ligação dos autoconsumidores à RESP. São também responsáveis pela relação comercial a adoptar para o excedente de energia produzida pelos autoconsumidores;
- **Operador Logístico de Mudança de Eletricidade**, responsável por operar a mudança de fornecedor e agregador nos mercados de eletricidade e fornecer informação personalizada aos consumidores, produtores de eletricidade e autoconsumidores; e
- **Consumidores de Eletricidade**, tipicamente clientes residenciais e comerciais. São também responsáveis por, entre outras coisas, (i) efetuar os pagamentos mensais relevantes, (ii) contribuir para o desenvolvimento da eficiência energética, (iii) manter o seu equipamento em condições seguras, nos termos das disposições legais e regulamentares aplicáveis.

# 2. PRODUÇÃO E ARMAZENAMENTO

## 2.1. CONTROLO PRÉVIO

O exercício das atividades de produção e armazenamento de eletricidade está sujeito a um procedimento de controlo prévio, que pode revestir a forma de:

- **Licença de Produção e Exploração** para:
  - (i) Produção de eletricidade a partir de fontes não renováveis;
  - (ii) Produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis para injeção na rede RESP ou para autoconsumo com potência instalada superior a 1 MW;
  - (iii) Armazenamento autónomo de eletricidade com potência instalada superior a 1 MW;
  - (iv) Produção ou armazenamento autónomo quando sujeitos a procedimento de avaliação de impacte ambiental (“**AIA**”) ou de avaliação de incidências ambientais (“**AINCA**”); e
  - (v) Outras atividade de produção ou armazenamento não isentas de controlo prévio ou não sujeitos a registo prévio ou comunicação prévia.
- **Registo Prévio e Certificado de Exploração** para:
  - (i) Produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis para injeção total na RESP, com potência instalada igual ou inferior a 1 MW;
  - (ii) Produção de eletricidade para autoconsumo com potência instalada superior a 30 kW e igual ou inferior a 1 MW;
  - (iii) O armazenamento autónomo de eletricidade com potência instalada igual ou inferior a 1 MW;
  - (iv) Projetos de investigação e desenvolvimento, demonstração e teste, em ambiente real, de tecnologias, produtos, serviços, processos e modelos inovadores, no âmbito das atividades de produção, armazenamento e autoconsumo com capacidade instalada superior a 30 kW.
- **Comunicação Prévia** para:
  - (i) Produção de eletricidade para autoconsumo com potência instalada superior a 700 W e igual ou inferior a 30 kW;
  - (ii) Projetos de investigação e desenvolvimento, demonstração e teste, em ambiente real, de tecnologias, produtos, serviços, processos e modelos inovadores, no âmbito das atividades

de produção, armazenamento e autoconsumo com potência instalada superior a 700 W e igual ou inferior a 30 Kw;

- (iii) O reequipamento de centro eletroprodutor, de fonte primária solar ou eólica, quando mantenha ou reduza a potência instalada inicialmente estabelecida no procedimento de controlo prévio.

Ficam isentos de controlo prévio a produção de eletricidade para autoconsumo com capacidade instalada igual ou inferior a 700 W, desde que não esteja prevista a injeção de excedente na RESP; e projetos de investigação e desenvolvimento, demonstração e teste, em ambiente real, de tecnologias, produtos, serviços, processos e modelos inovadores, no âmbito das atividades de produção, armazenamento e autoconsumo com potência instalada igual ou inferior a 700 W desde que não esteja prevista a injeção de excedentes na RESP.

## 2.2. TÍTULO DE RESERVA DE CAPACIDADE

A emissão da Licença de Produção depende da prévia atribuição de um título de reserva de capacidade ("**TRC**"). Em todo o caso, a obrigatoriedade de atribuição de TRC não se aplica:

O TRC é emitido pela E-Redes – Distribuição de Eletricidade, S.A. (na qualidade de operador da rede de distribuição - "**ORD**"), ou pela REN - Redes Energéticas Nacionais, S.A. (na qualidade de operador da rede de transmissão - "**ORT**")<sup>2</sup> e pode ser obtido por uma de três formas:

- Acesso geral, quando exista capacidade disponível na RESP;
- Acordo com o operador de rede, quando, na falta de capacidade disponível na RESP o promotor assume os encargos com o reforço do RESP para permitir a ligação do seu projeto;
- Procedimento concorrencial, quando assim determinado pelo membro do Governo responsável pela área da energia para atribuição de capacidade de injeção na RESP.

Não é, no entanto, necessário TRC nos seguintes casos:

- Para as Unidades de Produção de Autoconsumo ("**UPAC**"), exceto aquelas em que se preveja que a injeção de excedentes na RESP seja superior a 1 MVA;

---

<sup>2</sup> De acordo com o [Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho](#) (que aprova o Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás), os centos electroprodutores com potência instalada superior a 50 MVA são ligados à rede de transporte e os restantes ligados à rede de distribuição.

- Para a hibridização;
- Para o sobre-equipamento e ao sobre-equipamento autónomo; e
- Para o reequipamento.

A atribuição do TRC está sujeita à prestação de uma caução para garantir que o promotor obtém a respetiva Licença de Produção, no montante máximo de € 10.000/MVA de reserva de capacidade a atribuir, com o limite máximo de € 10.000.000.

Na modalidade de procedimento concorrencial, o montante da caução é definido nas peças do procedimento.

### 2.2.1. ACESSO GERAL

Na modalidade de acesso geral, o TRC depende de pedido do requerente na plataforma eletrónica criada para o efeito, sujeito a publicação por parte da DGEG da capacidade de injeção disponível na RND e RNT, por subestação de ligação e nível de tensão.<sup>3</sup>

O requerente apresenta à DGEG o pedido indicando (i) o valor de capacidade de injeção, (ii) a subestação de ligação e nível de tensão, e (iii) operador de rede a que se pretende ligar.

O pedido é liminar e automaticamente rejeitado caso (i) não se refira a uma subestação publicitada ou exceda a capacidade total disponível da subestação pretendida, ou (ii) a capacidade de injeção na RESP pretendida já tenha sido requerida em pedido precedente.

Não ocorrendo rejeição, no prazo de 5 dias a DGEG notifica o requerente para prestar caução, sob pena de rejeição do pedido.<sup>4</sup> A emissão do TRC está também dependente do prévio pagamento de uma compensação ao SEN, no montante de € 1500,00/MVA.

No prazo de 5 dias após a prestação da caução, a DGEG remete o pedido ao operador de rede que o decide no prazo de 45 dias. A decisão pelo operador da rede segue a prioridade da ordem dos

---

<sup>3</sup> Nos termos do artigo 19 n.º 2 do DL 15/2022, a capacidade disponível deveria ter sido publicada pela DGEG até ao dia 15 de julho de 2022, mas até ao momento ainda não ocorreu pelo que se encontra inviabilizado este modo de obtenção de TRC.

<sup>4</sup> Caso o pedido incida sobre capacidade de injeção com restrições, a DGEG remete o pedido para o operador de rede para identificação das restrições associadas, que são comunicadas à DGEG no prazo de 20 dias. No prazo de 5 dias após comunicação pelo operador de rede, a DGEG notifica o requerente do teor das restrições para, caso este as aceite, prestar caução, sob pena de rejeição do pedido.

pedidos remetidos pela DGEG, e pode ser recusada com fundamento nas seguintes situações: (i) não pagamento da prestação do serviço, (ii) não pagamento da contribuição para o SEN, (ii) quando não existam condições técnicas que permitam implementar a ligação à rede, ou possa afetar a segurança e fiabilidade da RESP.

A decisão sobre o TRC é comunicada pelo operador de rede ao requerente e à DGEG e, se favorável, implica a emissão do TRC no prazo de 10 dias.

### 2.2.2. ACORDO COM O OPERADOR DE REDE

Caso não exista capacidade disponível de receção na RESP, pode ser celebrado acordo entre o interessado e o operador da rede, pelo qual o interessado assume os encargos financeiros decorrentes da construção ou reforço da rede necessários para a receção de energia da instalação de produção, armazenamento ou UPAC, sendo o TRC o próprio acordo.

A celebração dos acordos está dependente de despacho Secretaria de Estado da Energia que defina a capacidade máxima de injeção na RESP a atribuir nesta modalidade até ao dia 15 de janeiro de cada ano, nos seguintes termos:

- Por tecnologia de produção;
- Por operador da RESP;
- Por produção com injeção total na RESP e produção para autoconsumo.

De acordo com o DL 15/2022<sup>5</sup> os pedidos para a celebração de acordo são apresentados à DGEG até ao dia 15 de março de cada ano, que os remete, no prazo de cinco dias, ao operador da RESP,

---

<sup>5</sup> A prática tem sido diferente. A modalidade de obtenção do TRC através de acordo com o operador de rede foi introduzida em 2019. Esta foi a solução encontrada para cerca de quatro centenas de pedidos de ligação pelos promotores, que levou a DGEG a publicar, em 30 de dezembro de 2020, um conjunto de critérios para a ordenação dos pedidos apresentados de acordo, essencialmente, de viabilidade e etapas de desenvolvimento já alcançados (“**Termos de Referência**”). Em 6 de junho de 2021 e 13 de outubro do mesmo ano, a DGEG publicou, respetivamente as classificações finais dos projetos elegíveis para acordo com o ORT (com 78 projetos) e ORD (com 53 projetos), posteriormente revista para dar prioridade aos projetos já com DIA. A proposta de realização dos estudos de ligação da rede foi então submetida aos primeiros 11 projetos da lista do TSO e aos primeiros 15 projetos da lista do DSO (totalizando cerca de 3 GW). Após isso, os projetos da lista do TSO já assinaram os respetivos acordos de capacidade,

não podendo incidir sobre pontos de injeção na RESP integrados na modalidade de procedimento concorrencial. Os pedidos são acompanhados com prestação de caução, sob pena de rejeição imediata do pedido.

Até 10 de agosto, o operador de rede, após articulação com o gestor global do SEN ou com o gestor integrado das redes de distribuição, consoante o caso, procede à hierarquização dos pedidos de acordo, propondo a aprovação da lista provisória com os pedidos aceites e excluídos de acordo com os seguintes critérios<sup>6</sup>:

- Critérios técnicos de segurança e fiabilidade do SEN, designadamente os relativos ao aproveitamento de infraestruturas e à otimização da operação e gestão do SEN;
- Critérios de sustentabilidade de carácter territorial e ambiental, designadamente os referentes à eficiência e racionalização do planeamento da infraestrutura mediante a utilização conjunta de vários interessados, da obtenção da informação prévia favorável emitida pelo município, da existência de declaração de impacte ambiental favorável, ou do título contratual que legitime o uso dos terrenos necessários à respetiva utilização;
- Metas a que Portugal esteja obrigado em função da tecnologia aplicável.

No prazo de 5 dias após a elaboração da lista provisória, o operador da RESP comunica à DGEG a lista, que, no prazo de 5 dias, notifica os interessados cujos pedidos foram excluídos para, em sede de audiência prévia, se pronunciarem no prazo de 10 dias.

---

enquanto os promotores dos projetos da lista do DSO confirmaram a aceitação dos termos e condições. O passo final é a assinatura dos acordos por parte do DSO. Um segundo lote de projetos, abrangendo cerca de 5 GW e incluindo os projetos da lista do TSO até à 23ª posição, bem como todos os projetos da lista do DSO, já receberam, no primeiro semestre de 2024, o orçamento para a realização dos estudos de rede e a respetiva proposta, estando agora pendente de avaliação pelos operadores da rede. Por outro lado, a capacidade máxima de ligação à RESP não foi publicada pela Secretaria de Estado da Energia e a plataforma desenvolvida para o pedido de TRC não permite, até ao momento, a submissão de novos pedidos nesta modalidade.

<sup>6</sup> Nos termos do artigo 20 n.º 6 do DL 15/2022, a densificação dos critérios e ponderação relativa a atribuir a cada um deles deveriam ter sido estabelecidos por despacho da DGEG no prazo de 30 dias a contar da data de entrada em vigor do DL 15/2022.

A validação final é efetuada pela DGEG, ouvido o operador da RESP, no prazo de 10 dias após o decurso do prazo de audiência prévia, e é notificada aos interessados no prazo de 5 dias<sup>7</sup>.

No prazo de 10 dias após a publicitação da validação final, o operador da RESP informa os interessados do orçamento para a realização dos estudos de rede e respetivo prazo de pagamento, o qual é condição prévia e necessária à realização dos estudos orçamentados. A falta de pagamento implica a caducidade do procedimento.

Até 30 de abril do ano seguinte, o operador da rede envia aos interessados cujos pedidos foram aprovados e que efetuaram o pagamento dos estudos os seguintes elementos informativos: (i) os estudos de rede, (ii) o custo dos reforços ou da construção da nova infraestrutura, incluindo os critérios de repartição pelos interessados, quando for o caso, (iii) prazo de disponibilização da nova infraestrutura, (iv) proposta de acordo.

O interessado dispõe de um prazo de 30 dias para comunicar ao operador de rede a aceitação ou recusa na celebração do acordo. Em caso de aceitação, o acordo é celebrado até ao dia 30 de novembro<sup>8</sup>, sob pena de caducidade do pedido.

O acordo com o operador da rede inclui obrigatoriamente:

- Os direitos, obrigações e as condições a observar, tendo em vista a criação de capacidade de injeção de potência na RESP;
- A capacidade de injeção na RESP atribuída ao interessado;
- Os encargos, plano de pagamentos e plano de apresentação e liberação de garantias.

Com a celebração do acordo, o interessado deve efetuar o pagamento do valor correspondente a 5% do orçamento apresentado pelo operador de rede, sendo caucionado o remanescente do valor que é posteriormente liberado em função do cumprimento do plano de pagamentos acordado.

---

<sup>7</sup> Os pedidos excluídos podem, no decurso do ano de apresentação e no ano seguinte, e mediante comunicação do operador da RESP, vir a ser objeto de aprovação para substituição dos pedidos, isolados ou em partilha, que não tenham conduzido à celebração de acordo, respeitando, quando tecnicamente possível, a hierarquização efetuada.

<sup>8</sup> Os pedidos que não tenham conduzido à celebração de acordo até 31 de dezembro caducam, podendo ser novamente apresentados no ano seguinte.

### 2.2.3. PROCEDIMENTO CONCORRENCIAL

A Secretaria de Estado da Energia pode determinar a realização de procedimento concorrencial para atribuição de TRC para produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis.

As peças do procedimento definem, nomeadamente, (i) o objeto do procedimento e a modalidade adotada, (ii) as condições e critérios da atribuição da reserva de injeção na RESP, (iii) os requisitos para a qualificação dos interessados, (iv) os modelos de remuneração admitidos e o respetivo acesso, a duração e as condições de manutenção, (v) os prazos para a entrada em funcionamento, e (vi) o valor da caução.

Com a decisão de realização procedimento concorrencial caducam imediatamente os pedidos de TRC na modalidade de acesso geral que estejam referentes aos pontos de injeção a integrar no procedimento e que se encontrem pendentes àquela data, devolvendo-se a respetiva caução no prazo de 10 dias a contar da data de abertura do procedimento<sup>9</sup>. No entanto, o procedimento concorrencial não pode abranger pontos de injeção na RESP que tenham sido objeto de acordo entre o interessado e o operador da RESP ou quando já tenha ocorrido o pagamento dos estudos por parte do requerente do TRC. Nas restantes situações, caso o procedimento concorrencial abranja pontos de injeção incluídos nos pedidos de acordo, a caução prestada é devolvida aos interessados no prazo de 10 dias a contar da abertura do procedimento.

### 2.2.4. TRANSMISSÃO DO TRC

A transmissão do TRC está sujeita ao consentimento da DGEG, sendo possível até à emissão da respetiva licença de produção e ocorre sempre que haja:

- uma transmissão dos ativos do próprio projeto; ou
- uma alteração direta ou indireta do controlo sobre o titular do TRC, já que qualquer mudança direta ou indireta de controlo do promotor é interpretada como uma transferência do TRC.

O pedido de alteração da titularidade do TRC depende também de reforço de caução em metade do seu valor inicial, exceto quando:

- o TRC é transferido para uma sociedade veículo cujo objeto social abranja o exercício das atividades de construção e exploração de centro electroprodutor ou de instalação de

---

<sup>9</sup> Os requerentes podem apresentar-se no procedimento concorrencial ou apresentar novo pedido, após encerramento do procedimento concorrencial, caso o ponto de injeção na rede não tenha sido atribuído.

armazenamento ou de UPAC, consoante o caso, e que tenha como únicos sócios os titulares do TRC;

- as participações sociais sejam oneradas a favor de entidades financiadoras, alterações de domínio direto do titular decorrentes de execução de penhores de participações sociais no quadro dos acordos celebrados com as mesmas entidades financiadoras, ou alterações de domínio direto no quadro de operações de reestruturação de grupos que não impliquem alteração do beneficiário efetivo.

### 2.3. LICENÇA DE PRODUÇÃO

A instalação dos projetos elétricos sujeitos a Licença de Produção apenas pode iniciar-se com a obtenção desta licença.

O procedimento começa com a apresentação pelo promotor de um pedido de atribuição da Licença de Produção à DGEG acompanhado de um conjunto de documentos previstos no Anexo I do DL 15/2022, incluindo (a) TRC; (b) prova do direito de utilização do terreno onde a instalação será instalada<sup>10</sup>; (c) descrição do projeto e documentação técnica relacionada com o mesmo, e (d) pareceres ambientais favoráveis, se aplicável.

A DGEG tem 10 dias para decidir sobre a receção do pedido e pode solicitar informações adicionais apenas uma vez. O titular da licença de produção deve fornecer as informações solicitadas no prazo de 30 dias.

O pedido de atribuição da Licença de Produção deverá ser feito no prazo de máximo de 1 ano a partir da atribuição do TRC se o projeto estiver sujeito a AIA. Caso contrário, este prazo é reduzido para 6 meses.

O prazo para solicitar a atribuição da Licença de Produção pode ser prorrogado:

- Pelo período máximo de 6 meses, por despacho do diretor geral da DGEG, mediante a verificação de circunstâncias extraordinárias decorrentes dos projetos;

---

<sup>10</sup> Deverá ser apresentado contrato definitivo ou promessa que tenha por objeto a constituição, a favor do requerente, do direito de propriedade, direito de superfície, direito de usufruto ou direito de arrendamento.

- Sem limite, por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, em circunstâncias excecionais e mediante pedido do requerente devidamente justificado<sup>11</sup>.

Em todo o caso, o limite máximo para o procedimento de emissão da Licença de Produção não pode exceder:

- Dois anos para projetos de energias renováveis; ou
- Três anos para projetos de energias renováveis *offshore*

O prazo previsto para pedido e emissão da Licença de Produção não incluem os seguintes períodos:

- Construção dos centros electroprodutores, incluindo as respetivas ligações à RESP;
- Do processo administrativo para as modernizações significativas da rede para garantir a sua estabilidade, fiabilidade e segurança; e
- Dos processos para a impugnação, administrativa ou judicial, de decisão, ato ou omissão ao cumprimento do DL 15/2022

O titular da Licença de Produção tem direito a:

- Instalar o centro eletroprodutor, a UPAC ou a instalação de armazenamento nos termos estabelecidos na Licença de Produção;
- Vender energia elétrica em mercados organizados ou através de contratos bilaterais e comprar energia elétrica até ao limite da capacidade de injeção definida na Licença de Produção;
- Estabelecer e explorar linhas diretas para abastecimento de eletricidade a clientes finais quando o mesmo não possa ser efetuado através da RESP ou quando for técnica e economicamente mais vantajoso para o SEN, de acordo com a avaliação feita pela entidade licenciadora da instalação elétrica;
- Entregar a eletricidade produzida a entidade legalmente incumbida de adquirir a eletricidade de fonte renovável, contra o pagamento da remuneração garantida de que beneficie o centro eletroprodutor, quando aplicável;

---

<sup>11</sup> No caso de centro electroprodutor com licença de produção atribuída há pelo menos cinco anos e com regime de remuneração garantida, a prorrogação excecional por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia implica a alteração do regime remuneratório atribuído ao centro electroprodutor para a remuneração a um preço livremente determinado em mercado organizado ou através de contratos bilaterais.

- Entregar a eletricidade produzida, a um agregador ou comercializador, contra o pagamento de remuneração a um preço livremente determinado entre as partes; e
- Vender capacidade de armazenamento a terceiros.

Por outro lado, são deveres do titular da Licença de Produção, nomeadamente:

- Cumprir o disposto na Licença de Produção;
- Obter as licenças, autorizações ou pareceres necessários à instalação e funcionamento do centro electroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento;
- Comunicar à DGEG e respetivo operador da rede a conclusão da instalação elétrica;
- Enviar à DGEG e ERSE dados informativos referentes ao funcionamento e à exploração da instalação elétrica: (i) até ao dia 15 de cada mês, os dados referentes ao mês anterior, (ii) até ao final do mês de março de cada ano, os dados anuais referentes ao ano civil anterior;
- Constituir e manter atualizado o seguro que garanta a responsabilidade civil do titular da Licença de Produção decorrente do exercício da atividade;
- Comunicar previamente à entidade licenciadora, que informa o operador da RESP, a realização de quaisquer alterações à instalação elétrica que não estejam sujeitas à obtenção de nova Licença de Produção.

### 2.3.1. REGIME EXPERIMENTAL

Antes do início da exploração do centro electroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento, é possível realizar testes e ensaios prévios. Estes estão sujeitos a pedido do titular da Licença de Produção e autorização da DGEG, podendo incidir sobre unidades suscetíveis de funcionamento autónomo (no caso de construção faseada), ou sobre a totalidade das instalações.

O pedido de autorização para realização de testes e ensaios é dirigido à DGEG e acompanhado de (i) programa de testes a realizar e a sua duração, subscrito pelo técnico ou peritos responsáveis pela sua execução, (b) parecer do operador da rede a que se liga o centro eletroprodutor, a UPAC ou a instalação de armazenamento com indicação de que estão reunidas as condições de ligação e injeção de energia na rede necessárias, (c) declaração, sob compromisso de honra, do titular da Licença de Produção, de que a instalação está em conformidade com os termos da respetiva licença, da regulamentação aplicável e em condições técnicas e de segurança, e (d) parecer favorável do gestor global do SEN.

A DGEG profere decisão sobre o pedido de autorização no prazo de 20 dias contados da receção do pedido, considerando-se o mesmo tacitamente deferido se não for objeto de decisão expressa naquele prazo e desde que o operador da rede se tenha pronunciado favoravelmente sobre a existência de condições de ligação à rede.

O prazo para realização de testes e ensaios e exploração em regime experimental não pode exceder:

- 3 meses, salvo circunstâncias excepcionais reconhecidas pela DGEG; ou
- 12 meses<sup>12</sup>, no caso de adjudicatários de procedimento concorrencial para atribuição e TRC.

Após o decurso do período de exploração experimental, a continuação do funcionamento da instalação elétrica depende da emissão de licença de exploração.

A energia injetada na RESP na fase de testes e ensaios ou de exploração experimental é remunerada ao preço de mercado, através da celebração de um contrato com um agente de mercado.

### 2.3.2. TRANSMISSÃO DA LICENÇA DE PRODUÇÃO

A Licença de Produção pode ser transmitida pelo seu titular, estando sujeita a autorização da DGEG, bem como ao mesmo regime aplicável à transmissão do TRC referido no ponto 2.2.4 acima caso a mesma seja transmitida antes da emissão da Licença de Exploração.

O pedido de transmissão à DGEG deve ser acompanhado de todos os elementos relativos à identificação, idoneidade técnica e financeira do transmissário, bem como de declaração de aceitação da transmissão e de todas as condições da licença.

A DGEG decide no prazo de 15 dias, podendo solicitar elementos adicionais, por uma única vez. Os elementos devem-lhe ser prestados no prazo máximo de 30 dias, suspendendo-se, durante esse período, o prazo de decisão.

A decisão de autorização determina o averbamento do novo titular à Licença de Produção inicial.

### 2.3.3. CESSAÇÃO DA LICENÇA DE PRODUÇÃO

Os efeitos da Licença de Produção cessam por caducidade ou revogação<sup>13</sup>, implicando a extinção automática da Licença de Exploração e a caducidade do TRC.

A Licença de Produção caduca nas seguintes situações:

---

<sup>12</sup> Para os leilões solares realizados em 2019, 2020 e 2021, o limite máximo do período experimental são 24 meses, nos termos do disposto no artigo 4.º n.º I do [Decreto-Lei n.º 72/2022, de 19 de outubro](#), sem prejuízo da aplicação dos prazos estabelecidos para obtenção da licença de exploração referente à totalidade das instalações nos termos determinados nos procedimentos concorrenciais.

<sup>13</sup> A caducidade ou revogação da Licença de Produção é precedida de audiência prévia do titular e declarada pela DGEG.

- Com a caducidade do TRC;
- Quando não seja prestada a caução;
- Com a emissão de nova Licença de Produção;
- Por renúncia do titular, exercida mediante declaração escrita dirigida à DGEG<sup>14</sup>;
- Em caso de dissolução, cessação da atividade ou aprovação da liquidação da sociedade titular da Licença de Produção em processo de insolvência e recuperação de empresas<sup>15</sup>;
- Com a extinção do título de utilização dos recursos hídricos ou do título de utilização do espaço marítimo de que é dependente.

A Licença de Produção pode ser revogada quando o seu titular:

- Faltar ao cumprimento dos deveres relativos ao exercício da atividade;
- Não cumprir as determinações impostas pela fiscalização técnica;
- Não constituir ou manter atualizado o seguro de responsabilidade civil;
- Não cumprir, por duas vezes consecutivas, o envio à DGEG e à ERSE dos dados informativos referentes ao funcionamento e à exploração da instalação elétrica;
- Abandonar as instalações afetas à produção de eletricidade ou interromper a atividade licenciada, por um período seguido ou interpolado igual ou superior a seis meses, no período de um ano, por razões não fundamentadas em motivos de ordem técnica ou em mecanismo de capacidade ou serviços de sistema<sup>16</sup>;
- Proceda a alterações substanciais da instalação elétrica sem que as mesmas tenham sido objeto de licenciamento.

---

<sup>14</sup> 6 meses de antecedência para instalação elétrica com potência de ligação igual ou inferior a 10 MVA ou antecedência não inferior a 24 meses caso seja superior.

<sup>15</sup> A DGEG goza de direito de preferência na alienação das instalações de produção ou armazenamento de eletricidade, tendo em vista a abertura de procedimento concorrencial para atribuição a novo titular.

<sup>16</sup> Quando a revogação da licença ocorra por abandono das instalações, a DGEG goza de direito de preferência na alienação das instalações de produção ou armazenamento de eletricidade, tendo em vista a abertura de procedimento concorrencial para atribuição a novo titular.

## 2.4. LICENÇA DE EXPLORAÇÃO

Salvo a possibilidade de exploração em regime experimental, os projetos elétricos sujeitos a Licença de Produção só podem entrar em operação após obtenção da Licença de Exploração.

O pedido de emissão da Licença de Exploração é dirigido à DGEG e deve ser instruído com os seguintes elementos: (i) declaração de conformidade de execução, assinada pelo responsável pela execução e pela entidade instaladora que ateste que a instalação está concluída e preparada para operar de acordo com as condições da Licença de Produção, (ii) parecer do operar de rede de que estão reunidas as condições de ligação e injeção de energia na rede, (iii) parecer favorável do gestor global do SEN, (iv) prova de celebração seguro de responsabilidade civil, e (v) documento comprovativo da disponibilidade dos terrenos<sup>17</sup>.

Uma vez apresentado o pedido de atribuição da Licença de Exploração, a DGEG deverá efetuar uma vistoria às instalações elétricas num prazo máximo de 30 dias após a receção do pedido de licença. Estando o pedido devidamente instruído, a DGEG decide no prazo máximo de 10 dias contados da receção do relatório de vistoria<sup>18</sup>. O pedido de emissão da Licença de Exploração só pode ser rejeitado com base na não conformidade das instalações com as condições legais e regulamentares ou com as condições estipuladas na Licença de Produção.

Uma vez concedida, a Licença de Exploração estabelece as condições em que a instalação elétrica deverá funcionar, e certifica que o projeto foi construído de acordo com os requisitos e especificações estabelecidas na Licença de Produção e regulamentos aplicáveis, bem como que está apta a fornecer energia à rede, concedendo o direito ao projeto de entrar em operação.

A Licença de Exploração deverá ser emitida no prazo máximo de 1 ano a contar da data de emissão da Licença de Produção, salvo nos seguintes casos:

- Atribuição de TRC na modalidade de acordo com o operador da RESP, caso em que a Licença de Exploração pode ser emitida no prazo máximo de 90 dias após a data da entrada em funcionamento das infraestruturas da RESP a construir ou reforçar;

---

<sup>17</sup> Deverá ser apresentado (i) contrato de compra e venda, (ii) constituição de direito de superfície, (iii) constituição de usufruto, (iv) contrato promessa com eficácia real com assinaturas reconhecidas dos contratos referidos anteriormente, ou (v) contrato definitivo ou promessa de arrendamento que inclua execução específica e com assinaturas reconhecidas.

<sup>18</sup> Quando o relatório da vistoria concluir pela desconformidade das instalações com disposições legais e regulamentares ou com as condições fixadas na licença de produção, deve indicar detalhadamente as normas ou condições cujo cumprimento não foi observado e, quando for o caso, das medidas corretivas a adotar e respetivo prazo.

- Operacionalização das condições de ligação por parte do operador da RESP em prazo superior ao definido para a emissão da Licença de Exploração, caso em que pode ser emitida no prazo máximo de 90 dias após a disponibilização daquela infraestrutura.

Em qualquer caso, os prazos para emissão da Licença de Exploração podem ser prorrogados nos mesmos termos aplicáveis à emissão da Licença de Produção referida no ponto 2.3 acima, não sendo igualmente contabilizados os períodos de construção dos centros electroprodutores, das infraestruturas da rede, de modernizações significativas, e dos processos de impugnação administrativa ou judicial relacionados.

O [Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril](#), que estabeleceu medidas excecionais para simplificar os procedimentos de produção de energia a partir de fontes de energia renovável, dispensou a emissão da Licença de Exploração para os centros electroprodutores de fontes de energia renováveis, para as instalações de armazenamento e para as unidades de produção para autoconsumo sempre que o operador de rede confirme a existência de condições para a ligação à RESP. A Licença de Exploração é agora requerida no prazo de 3 anos após comunicação pelo operador da rede, podendo inclusive a realização de vistoria prévia ser dispensada pela DGEG.

As regras estabelecidas no Decreto-Lei n.º 30-A/2022 têm carácter temporário e vigoram até 31 de dezembro de 2026.

## 2.5. REGISTO PRÉVIO E CERTIFICADO DE EXPLORAÇÃO

O registo prévio é efetuado através da plataforma eletrónica do [portal aplicacional da DGEG](#) e segue vários procedimentos.

Após a inscrição do requerente na plataforma, o ORD tem 20 dias para se pronunciar sobre a existência de condições técnicas de ligação à rede e o cumprimento dos regulamentos aplicáveis, respeitando a ordem sequencial dos pedidos<sup>19</sup>.

A DGEG pode recusar o Registo Prévio no prazo de 30 dias após a emissão da pronúncia do ORD ou após decurso do respetivo prazo em que a mesma tenha ocorrido, quando se verifique a inobservância dos requisitos legais e regulamentares para o exercício da atividade.

---

<sup>19</sup> A pronúncia negativa por ausência de capacidade de injeção na RESP só deve ocorrer caso não seja possível a respetiva atribuição com restrições ou caso o requerente pretenda uma capacidade firme.

Ultrapassado o prazo de recusa, é emitido o Registo Prévio (com ou sem condições) e o requerente pode proceder à instalação do projeto.

O procedimento de Registo Prévio não pode exceder os seguintes limites:

- De um mês, para as unidades de produção de fonte solar com uma potência instalada igual ou inferior a 100 kW;
- De três meses, para as restantes unidades de produção de fonte solar e armazenamento de energia, incluindo as unidades integradas em edifícios e em estruturas artificiais, com exceção das superfícies de massas de águas artificiais;
- De dois anos, para o reequipamento dos projetos de energias renováveis offshore.

Para as unidades de produção solar com uma potência instalada inferior a 100 kW os prazos são reduzidos para metade e caso a decisão não seja emitida dentro do prazo, ocorre o deferimento tácito, desde que a potência instalada não exceda a capacidade de ligação à rede de distribuição.

Após a instalação do projeto, o titular do Registo Prévio solicita à entidade inspetora de instalações elétricas de serviço particular a realização de inspeção destinada a verificar a conformidade do projeto com as normas legais e regulamentares. Se o relatório de inspeção não for recusado no prazo de 10 dias após a submissão, considera-se atribuído o certificado de exploração e autorizada a ligação da instalação à RESP.

O pedido de emissão de certificado de exploração deve ser realizado no prazo máximo de 9 meses<sup>20</sup> após emissão do Registo Prévio, salvo nos casos em que ocorra atraso na disponibilização das condições de ligação à RESP por parte do operador da rede. Neste caso a DGEG determina a suspensão do prazo pelo período correspondente. Em qualquer caso, o prazo pode ser prorrogado por metade do prazo inicial a pedido do requerente à DGEG e em condições devidamente justificadas.

O Registo Prévio pode ser livremente transmitido pelo seu titular. No entanto, a alteração da titularidade antes da emissão do certificado de exploração segue o mesmo regime previsto para a transmissão da Licença de Produção (ver supra 2.3.2) e do TRC (ver supra 2.2.4).

O Registo Prévio também pode cessar os seus efeitos por caducidade ou revogação.

O Registo Prévio caduca quando:

---

<sup>20</sup> 18 meses no caso de centrais hidroelétricas.

- Não forem pagas as taxas devidas;
- Não for apresentado pedido de certificado de exploração no prazo máximo de nove meses após a emissão do Registo Prévio (salvo nos casos em que ocorra atraso na disponibilização das condições de ligação à RESP por parte do operador da RESP);
- O titular renunciar ao registo.

Por sua vez, o Registo Prévio é revogado pela DGEG quando a atividade for exercida em desconformidade com as normas legais e regulamentares e o titular não tenha adotado – no prazo que lhe for fixado – as recomendações da DGEG para reposição da legalidade.

## 2.6. COMUNICAÇÃO PRÉVIA

A Comunicação Prévia é realizada através do portal aplicacional da DGEG. Depois da inscrição do requerente através do preenchimento de um formulário, é emitido, de forma automática, o respetivo comprovativo de apresentação.

Após obtenção do comprovativo, o interessado pode prosseguir de imediato com a instalação do equipamento.

Caso esteja prevista injeção de eletricidade na RESP, a DGEG solicita ao ORD a indicação das condições de ligação à RESP no prazo de 30 dias após obtenção do comprovativo.

Os efeitos da Comunicação Prévia cessam nos mesmos termos aplicáveis ao Registo Prévio.

## 2.7. SOBRE-EQUIPAMENTO E REEQUIPAMENTO

O sobre-equipamento e o reequipamento constituem novas realidades de alteração dos centros electroprodutores visando: (i) maximizar a capacidade produtiva alocada a um ponto de receção na RESP e (ii) diminuir a pressão sobre o território decorrente da instalação de novos centros electroprodutores. Estas novas realidades são definidas no DL 15/2022 como:

- **Sobreequipamento:** a alteração do centro electroprodutor através da instalação de mais equipamentos geradores ou inversores com aumento de capacidade instalada até ao limite de 20% da potência de ligação atribuída ao centro electroprodutor no respetivo título de controlo prévio;

- **Reequipamento:** a substituição total ou parcial dos equipamentos, sem alteração da área de implantação do centro eletroprodutor preexistente<sup>21</sup>, com um limite máximo de 20% de potência de ligação na RESP<sup>22</sup>.

Tanto o sobre-equipamento como o reequipamento constituem uma alteração não substancial do título de controlo prévio preexistente. Ambos podem ser requeridos após a emissão da Licença de Produção ou Registo Prévio e antes ou depois da emissão da Licença de Exploração ou Certificado de Exploração, consoante o caso. As alterações não substanciais dependem de prévia autorização da DGEG e são averbadas à Licença de Produção ou ao Registo Prévio, consoante o caso.

O pedido de alteração do título de controlo prévio é apresentado à DGEG e instruído com os elementos que acompanharam o pedido de atribuição da Licença de Produção ou Registo Prévio que sofreram modificações. No prazo de 5 dias após submissão dos elementos, a DGEG pode solicitar, por uma única vez e no prazo de 5 dias, elementos adicionais a prestar no prazo máximo de 30 dias. No mesmo prazo, a DGEG pode ainda consultar as entidades que se tenham pronunciado no âmbito do título de controlo prévio nas questões que sejam objeto da alteração.

A decisão da DGEG é proferida no prazo de 15 dias após o decurso do prazo de resposta das entidades consultadas.

O procedimento de alteração do título de controlo prévio aplicável em case de sobre-equipamento e reequipamento não pode exceder o limite de um ano, a contar do respetivo pedido, para o reequipamento de centros electroprodutores de energia renovável e para as instalações de armazenamento de energia, bem como as respetivas infraestruturas de ligação<sup>23</sup>. Este prazo pode ser prorrogado por despacho do diretor geral da DGEG, pelo período máximo de três meses, mediante a verificação fundamentada de circunstâncias extraordinárias decorrentes dos projetos, com impacto,

---

<sup>22</sup> Caso a potência mínima dos equipamentos geradores existentes em mercado exceda o valor da potência inicial acrescida no máximo de 20%, esse acréscimo corresponde ao valor mínimo da potência mínima dos equipamentos geradores.

<sup>23</sup> O prazo é reduzido para três meses a contar da data da receção do pedido caso esteja em causa o reequipamento de centro electroprodutor de energia renovável que não dê origem a um aumento da respetiva potência instalada superior a 20%, exceto se existir reserva fundamentada sobre a segurança e/ou incompatibilidades técnicas, e se não prejudicar o cumprimento da legislação aplicável à avaliação de impacte ambiental.

designadamente, na segurança e fiabilidade da RESP. Os requerentes são notificados, em sede de audiência dos interessados sobre a prorrogação dos prazos.

À exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, todos os centros eletroprodutores de fontes de energia renováveis podem ser sobre-equipados ou reequipados.

A energia injetada na RESP relativa ao sobr-equipamento e/ou reequipamento é remunerada a preço de mercado ou através de contratos bilaterais. No entanto, em relação ao reequipamento, caso o centro electroprodutor beneficie de um regime de remuneração garantida, esse regime é também aplicável à eletricidade injetada na RESP resultante do reequipamento.

O sobre-equipamento pode ser juridicamente separado do centro eletroprodutor preexistente, sendo averbado, no título de controlo prévio preexistente, em nome de pessoa jurídica distinta do titular do centro eletroprodutor a sobre-equipar, mas obrigatoriamente dominada pelo titular do centro electroprodutor.

Para o efeito, o titular do centro electroprodutor deve apresentar à DGEG um contrato celebrado com o titular do novo centro electroprodutor (resultante do sobre-equipamento) que defina, nomeadamente (i) produção de eletricidade, (ii) injeção de eletricidade na RESP, (iii) contagem e faturação, (iv) propriedade das instalações e equipamentos, e (v) partilha de informações.

O titular do centro eletroprodutor e o titular do sobre-equipamento autónomo respondem solidariamente perante as entidades licenciadoras e fiscalizadoras, os operadores de rede ou o gestor global do SEN em tudo o que respeite ao cumprimento dos deveres e obrigações legais e regulamentares decorrentes do controlo prévio e inerentes à instalação e exploração do sobre-equipamento e respetiva ligação à rede.

A instalação de sobre-equipamento não é suscetível de transmissão autónoma relativamente ao centro electroprodutor preexistente, mesmo nos casos de sobre-equipamento juridicamente separado, exceto quando a transmissão faz parte de operações de reestruturação de grupos que não resultem na alteração do beneficiário efetivo registado no RCBE.

## 2.8. HÍBRIDOS E HIBRIDIZAÇÃO<sup>24</sup>

Os centros electroprodutores híbridos e a sua hibridização constituem novos regimes com o objetivo de mitigar a escassez da capacidade da rede e maximizar a receção de energia na RESP, sendo definidos no DL 15/2022 como:

- **Híbridos:** os centros electroprodutores ou UPAC que, no procedimento de controlo prévio, apresentem em simultâneo mais do que uma unidade de produção que utilize diversas fontes primárias de energia renovável;
- **Hibridização:** a adição a um centro electroprodutor ou UPAC, com licença de produção, registo prévio ou comunicação prévia, de novas unidades de produção que utilizem diversa fonte primária de energia renovável ou de novas unidades de armazenamento sem alterar a capacidade de injeção de centro electroprodutor ou UPAC preexistente. A hibridização pode ser efetuada em qualquer central electroprodutora.

Desta forma, o DL 15/2022 permite a constituição de sistemas de produção híbridos *ab initio* ou, posteriormente, através de um procedimento de controlo prévio bastante simplificado de alteração da Licença de Produção. No segundo caso, o titular de um centro electroprodutor ou UPAC passa a poder hibridizar o seu projeto desde que tenha obtido Licença de Produção, Registo Prévio ou Comunicação Prévia, sem que seja necessário que o mesmo tenha entrado em funcionamento.

Por outro lado, a hibridização prevê também a adição de novas unidades de armazenamento, a qual se encontra sujeita a um procedimento de verificação prévia de capacidade de carregamento através da RESP, pelo operador da rede competente e pelo gestor global do SEN<sup>25</sup>.

A instalação de um centro electroprodutor híbrido e a hibridização de um centro electroprodutor encontram-se sujeitas ao regime de controlo prévio aplicável ao exercício da atividade de produção de eletricidade referido capítulo 2.1. No entanto, a hibridização, independente da capacidade instalada, está isenta da obtenção de TRC, uma vez que não existe aumento da capacidade de injeção do centro electroprodutor ou da UPAC.

Para a hibridização, será emitido um novo título de controlo prévio – o título de controlo prévio subsequente – que identifica expressamente a capacidade de injeção na RESP alocada ao novo projeto.

---

<sup>24</sup> Para mais informações sobre híbridos e hibridização, por favor consulte [aqui](#) o estudo completo.

<sup>25</sup> No procedimento de alteração do título de controlo prévio, a entidade licenciadora solicita parecer ao operador de rede competente e ao gestor global do SEN, que determina o valor máximo de potência aparente permitido para o carregamento a partir da RESP das respetivas unidades de armazenamento.

Isto implica a alteração em conformidade do TRC preexistente, a promover pela DGEG ou, nos casos de modalidade de acordo com o operador da rede, pelo respetivo operador. No procedimento de controlo prévio, a DGEG informa o requerente dos elementos instrutórios já entregues que se mantêm válidos.

Como no caso do sobre-equipamento, o novo projeto resultante da hibridização pode ser juridicamente separado do centro eletroprodutor a hibridizar. Contudo, na hibridização, não é necessário que haja uma relação de domínio com o titular do centro electroprodutor preexistente<sup>26</sup>. A hibridização é concedida a requerente distinto do titular do centro electroprodutor a hibridizar e o novo título de controlo prévio é emitido em nome de pessoa diferente do titular do título de controlo prévio preexistente. Para o efeito, o titular do centro electroprodutor preexistente deve apresentar um contrato celebrado entre si e titular do novo projeto que cumpra os mesmos critérios aplicáveis à separação jurídica do sobre-equipamento.

O título de controlo prévio de um centro eletroprodutor híbrido, ou hibridizado pode também ser transmitido nos termos gerais<sup>27</sup>, estando sujeito a autorização da DGEG e da observância dos requisitos legais da sua atribuição. A transmissão autónoma do título do controlo prévio subsequente emitido no âmbito da hibridização é também possível, ficando sujeito a autorização da DGEG e da existência do acordo referido acima<sup>28</sup>.

Os títulos de controlo prévio emitidos no âmbito de centros electroprodutores híbridos ou hibridizados cessam também por caducidade ou revogação nos termos gerais aplicáveis ao respetivo título de controlo prévio<sup>29</sup>. Relativamente aos títulos de controlo prévio de centro eletroprodutor hibridizado, a cessação dos efeitos determina:

- Em relação ao título de controlo prévio **preexistente**, a emissão pela DGEG de novo TRC em nome do titular do novo projeto, ficando assegurada a capacidade de injeção na RESP

---

<sup>26</sup> O titular do centro electroprodutor subsequente e do novo projeto respondem solidariamente perante as entidades licenciadoras e fiscalizadoras, os operadores de rede e o gestor global do SEN em tudo o que respeite ao cumprimento dos deveres e obrigações legais e regulamentares decorrentes do título de controlo prévio subsequente e inerentes à instalação e exploração do novo projeto e respetiva ligação à rede.

<sup>27</sup> Ver capítulos 2.3.2 e 2.5

<sup>28</sup> O TRC mantém-se no titular do centro eletroprodutor preexistente sem prejuízo de emissão pela DGEG de novo TRC em nome do titular da nova unidade de produção em caso de cessação do título de controlo prévio preexistente.

<sup>29</sup> Ver capítulos 2.3.3., 2.5. e 2.6.

do título de controlo prévio subsequente e a capacidade de injeção na RESP remanescente disponível para nova atribuição;

- Em relação ao título de controlo prévio **subsequente**, o averbamento da cessação do título de controlo prévio subsequente ao título de controlo prévio preexistente, mantendo o TRC a capacidade correspondente.

## 2.9. ARMAZENAMENTO<sup>30</sup>

O armazenamento de energia consiste na transferência da utilização final de eletricidade para um momento posterior ao da sua produção através da sua conversão numa outra forma de energia (e.g. química, potencial ou cinética). A energia é armazenada através de uma instalação de armazenamento, por meio de duas modalidades distintas:

- **Armazenamento autónomo:** quando a instalação tem ligação direta à RESP e não esteja associada a centro eletroprodutor ou a uma UPAC, funcionamento de forma independente; ou
- **Armazenamento colocalizado:** quando uma instalação de armazenamento se encontre combinada com um centro eletroprodutor de fonte renovável ou UPAC, ligados no mesmo ponto de acesso à rede.

O armazenamento autónomo de eletricidade está sujeito ao mesmo regime de controlo prévio aplicável ao exercício da atividade de produção de eletricidade referido no capítulo 2.1.

Adicionalmente, a atividade de armazenamento está sujeita a um procedimento de verificação prévia de capacidade de carregamento pela RESP conduzido pelo operador da rede competente e pelo gestor global do SEN. Para tal, a DGEG solicita pareceres ao operador de rede e ao gestor global do SEN, que determinam a potência máxima permitida para o carregamento das unidades de armazenamento a partir da RESP.

Em relação a uma instalação de armazenamento colocalizado, o licenciamento pode ocorrer:

- **Ab initio:** caso em que se pretende iniciar simultaneamente o processo de licenciamento da instalação de produção e de armazenamento; ou
- **A posteriori:** caso em que se pretende instalar em centro eletroprodutor já existente uma instalação de armazenamento.

---

<sup>30</sup> Para mais informações sobre o armazenamento de energia nacional, por favor consulte [aqui](#) o estudo completo.

No caso de armazenamento associado *ab initio*, o procedimento de controlo prévio adotado é aquele que for aplicável à produção de eletricidade e que engloba as duas atividades (produção e armazenamento) em simultâneo.

Por sua vez, o armazenamento associado *a posteriori* seguirá o procedimento previsto para a alteração não substancial da Licença de Produção ou Registo Prévio, consoante o caso, nos mesmos termos aplicáveis ao sobre-equipamento e ao reequipamento referido no capítulo 2.7.

Através do [Despacho 1859/2025, de 10 de fevereiro](#) da DGEG, foi estabelecido um procedimento específico aplicável à instrução de pedidos de licenciamento de instalações de armazenamento de energia elétrica que utilizem reserva de capacidade de injeção na RESP previamente atribuída, quando relativas a:

- Alteração de tecnologia de centro electroprodutor solar com TRC, ainda não construído;
- Armazenamento autónomo ou colocalizado que utilize reserva de capacidade de injeção na RESP previamente atribuída a centro electroprodutor de energia renovável.

No caso de alteração de tecnologia, o TRC emitido em modalidade de acesso geral para centro electroprodutor solar pode ser alterado para instalação de armazenamento autónomo desde que, à data do pedido, o centro electroprodutor ainda não tenha iniciado a sua construção.

O pedido de alteração deve ser apresentado pelo titular do TRC à DGEG acompanhado dos seguintes elementos: (i) identificação do TRC existente, (ii) resumo das condições de funcionamento pretendidas, (iii) potência máximo de injeção na RESP, e (iv) valor máximo de potência aparente para o carregamento a partir da RESP.

A DGEG verifica o pedido e encaminha para o operador de rede competente, que tem 30 dias para se pronunciar sobre a potência máxima de carregamento e possíveis restrições de funcionamento da instalação de armazenamento. Após pronúncia do operador de rede, o pedido é enviado para o gestor global do sistema (REN), que tem 15 dias para se pronunciar sobre as mesmas questões.

Caso as pronúncias sejam favoráveis, o operador de rede deve emitir o TRC alterado no prazo máximo de 10 dias após autorização da DGEG para o efeito.

Já em relação à utilização de reserva de capacidade previamente atribuída, a capacidade de injeção constante de TRC atribuído a centrais de energia renovável pode agora ser utilizada para pedido de Licença de Produção de instalação de armazenamento autónomo ou colocalizado, desde que ligados:

- No caso da RNT: no mesmo ponto de interligação;
- No caso da RND: no mesmo circuito.

O pedido de Licença de Produção deve ser apresentado pelo titular do TRC à DGEG (com autorização expressa do titular da instalação de armazenamento), acompanhados dos elementos

instrutórios previstos no Anexo I do DL 15/2022, bem como (i) resumo das condições de funcionamento pretendidas para a instalação de armazenamento, nomeadamente potências máximas de injeção e carregamento através da RESP, e (ii) acordo escrito entre o titular da instalação de armazenamento e o titular do centro electroprodutor com o qual se pretende estabelecer a coordenação e injetar a energia produzida na RESP.

A DGEG verifica a conformidade do pedido, que reencaminha posteriormente para pronúncia do operador da rede e do gestor global do sistema sobre a potência máxima de carregamento e possíveis restrições de funcionamento da instalação de armazenamento.

Em caso de pronúncias favoráveis, a DGEG emite a Licença de Produção no prazo máximo de 30 dias<sup>31</sup>.

## 2.10. AUTOCONSUMO<sup>32</sup>

O autoconsumo consiste na produção de energia renovável por um consumidor final através de uma ou mais unidade(s) de produção para autoconsumo (UPAC), para consumo próprio nas suas instalações mediante requisitos de proximidade e de ligação à RESP, e que pode armazenar ou vender eletricidade não consumida com origem renovável de produção própria.

O autoconsumo pode ser:

- **Individual:** quando o consumidor final produz energia renovável para consumo próprio nas suas instalações; ou
- **Coletivo:** quando a energia produzida é para consumo em duas ou mais instalações de diferentes autoconsumidores organizados através de um dos modelos previstos na lei.

O autoconsumo, individual ou coletivo, está sujeito ao mesmo regime de controlo prévio aplicável ao exercício da atividade de produção de eletricidade referido no capítulo 2.1. No autoconsumo individual, o título é emitido ao respetivo consumidor. No autoconsumo coletivo, o título é emitido: (i) ao condomínio representado pelo respetivo administrador, (ii) à Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo (“**EGAC**”) em representação dos autoconsumidores ou, caso existam, (iii)

---

<sup>31</sup> É obrigação do titular da instalação de armazenamento garantir que o centro electroprodutor com o qual se encontra coordenado não está em coordenação com outras instalações de armazenamento autónomo, sem prejuízo da instalação de armazenamento beneficiar da capacidade de injeção de vários centros electroprodutores.

<sup>32</sup> Para mais informações sobre o regime do autoconsumo, por favor consulte [aqui](#) o estudo completo.

às Comunidades de Energia Renovável (“**CER**”) ou (iv) às Comunidades de Cidadãos para a energia (“**CCE**”).

A proximidade entre as UPAC e as instalações de consumo é também condição para o exercício da atividade de produção, sendo necessário que se cumpra uma das seguintes condições:

- UPAC ligadas às redes de distribuição em BT: a instalação de consumo e a UPAC não distem entre si mais de 2km de distância geográfica ou, em alternativa, estejam ligadas ao mesmo ponto de transformação;
- UPAC ligadas à RND e à RNT: a instalação de consumo e a UPAC estejam ligadas na mesma subestação; ou
- Quando a UPAC e a instalação não estejam ligadas na mesma subestação: não ultrapassem a distância entre si de (i) 4 km no caso de ligação em MT, (ii) 10 km no caso de ligação em AT, e (iii) 20 km no caso de ligação em MAT.

Nestes termos, não existe qualquer limite de distância caso a UPAC e a instalação de consumo estejam ligadas na mesma subestação.

Caso as UPAC e as instalações de consumo se situarem em territórios de baixa densidade (identificados por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia), as distâncias máximas são aumentadas para o dobro.

### 2.10.1. AUTOCONSUMO COLETIVO

O autoconsumo coletivo pode ser exercido por:

- Autoconsumidores coletivos (“**ACC**”);
- Comunidades de energia renovável (“**CER**”); e
- Comunidades de cidadãos para a energia (“**CCE**”).

O ACC define-se como um grupo de pelo menos dois consumidores finais que partilham a energia produzida por ambos ou por apenas um deles e os custos de acesso à RESP, podendo a adesão ser aberta ou fechada a novos membros.

A organização do ACC está sujeita à aprovação de um regulamento interno e a nomeação da EGAC que faz a gestão do sistema, estando o ACC ligado através da RESP ou de rede interna/fechada.

O regulamento interno deve ser comunicado à DGEG no prazo de 3 meses após a entrada em funcionamento da UPAC, para definir, pelo menos: (i) os critérios para a liberdade de entrada de novos membros e saída de participantes, (ii) as maiorias deliberativas, (iii) as regras de partilha de energia e do pagamento de tarifas, (iv) o destino dos excedentes e (v) as relações comerciais.

Por sua vez, as CER e as CCE são pessoas coletivas, constituídas mediante adesão aberta e voluntária dos seus membros, que podem ser pessoas singulares ou coletivas, de natureza pública ou privada,

Nas CER e CCE:

- Os membros ou participantes devem estar localizados na proximidade das instalações de produção ou desenvolverem atividades relacionadas com os projetos de energia renovável da respetiva CER/CCE;
- Os projetos de energia renovável devem ser detidos e desenvolvidos pela CER/CCE ou por terceiros, desde que em benefício e ao serviço da CER/CCE;
- A CER/CCE deve ter por objetivo principal propiciar aos membros ou às localidades onde opera a comunidade benefícios ambientais, económicos e sociais (ao invés de lucros financeiros).

As CER e CCE estão habilitadas a:

- Produzir, consumir, armazenar, comprar e vender energia renovável com os seus membros ou com terceiros;
- Partilhar e comercializar entre os seus membros a energia renovável produzida por UPAC ao seu serviço, sem prejuízo dos membros da CER/CCE manterem os seus direitos e obrigações enquanto consumidores;
- Aceder a todos os mercados de energia, quer diretamente, quer através de agregação.

O acesso dos consumidores a uma CER/CCE não pode estar sujeito a condições ou a procedimentos injustificados ou discriminatórios que impeçam a sua participação, devendo admitir-se sempre a possibilidade de saída de qualquer participante da CER/CCE, sob condição do cumprimento das obrigações a que esteja vinculado. As regras de gestão podem ser definidas nos estatutos da pessoa coletiva ou em regulamento interno. Os participantes das CER e CE são obrigatoriamente consumidores.

As CCE têm ainda a particularidade de poderem (i) ser proprietárias, estabelecer, comprar ou alugar redes de distribuição fechadas e efetuar a respetiva gestão e (ii) produzir, distribuir, comercializar, consumir, agregar e armazenar energia independentemente de a fonte primária ser renovável ou não renovável.

Relativamente à partilha de energia entre os membros do autoconsumo coletivo, a EGAC (no caso de ACC), ou a CER/CCE devem comunicar ao operador de rede qual o modo de partilha pretendido para a repartição da produção da UPAC pelos autoconsumidores. Não existindo a comunicação, o operador de rede procede à repartição por rateio a cada instalação com base no consumo medido.

Os modos de partilha de energia podem ter como base:

- Coeficientes fixos diferenciados por dias úteis, feriados, fins de semana e/ou estações do ano;
- Coeficientes variáveis estabelecidos com base na hierarquização ou no consumo medido em cada período no período temporal estabelecido na regulamentação da ERSE;
- A combinação de coeficientes fixos e variáveis.
- O recurso a sistemas específicos de gestão dinâmica, através da monitorização, controlo e gestão dinâmica de energia (sendo necessário fornecer ao operador de rede os dados dos equipamentos de medição e o coeficiente de partilha).

### 2.10.2. VENDA DE ENERGIA

Quer seja em autoconsumo individual, ou coletivo, a energia excedente da produção não consumida, poderá ser vendida e remunerada nas seguintes formas:

- Em mercado organizado ou através de contratação bilateral, por um preço previamente acordado entre as partes;
- Através do participante no mercado contra o pagamento de um preço livremente acordado entre as partes;
- Através de um agregador de mercado, que fica sujeito à obrigação de aquisição da energia produzida pelos produtores.

Enquanto não for atribuída a licença de facilitador de mercado, o comercializador de último recurso (CUR) assegura a aquisição da energia elétrica cuja potência autorizada de injeção na RESP não exceda 1 MW.

O Governo pode ainda estabelecer regimes de apoio à produção a partir de fontes de energia renováveis, condicionados à realização de procedimentos concorrenciais.

### 2.10.3. AUTOCONSUMO ELETROINTENSIVO

O Estatuto do Cliente Eletrointensivo (“**ECE**”) foi criado pelo DL 15/2022 e estabelece incentivos para garantir às instalações que dele beneficiem condições de maior igualdade em matéria de concorrência face a instalações idênticas que operem noutros Estados-Membros da União Europeia. Para o Autoconsumo, o estatuto tem particular importância na medida em que isenta a aplicação dos critérios de proximidade entre a UPAC e a localização da instalação de consumo. Isto permite à chamada “indústria pesada” consumir eletricidade produzida por UPAC (detida eventualmente por terceiros) localizada noutro ponto do país que tenha maior facilidade de instalação e exposição solar.

O ECE está regulamentado pela [Portaria n.º 112/2022, de 14 de março](#) que estabelece as obrigações e as medidas de apoio às instalações de consumo que adiram a este estatuto através de um contrato de adesão para beneficiar, nomeadamente, do seguinte:

- Redução dos custos de interesse económico geral (“**CIEG**”) no consumo proveniente da RESP: (i) 75% do custo se a instalação pertencer a um setor “em risco”<sup>33</sup> e (ii) 85% se a instalação pertencer a um setor “em risco significativo”, de acordo com o [Anexo I da Comunicação da Comissão Europeia 2022/C 80/01, sobre as “Orientações relativas a auxílios estatais à proteção do clima e do ambiente e à energia 2022”](#)
- Isenção total dos encargos correspondentes aos CIEG no consumo de energia proveniente de autoconsumo veiculada através da RESP;
- Acesso a um mecanismo de cobertura de risco (mínimo 10%) relativo ao pagamento do preço de aquisição a médio e longo prazo de eletricidade proveniente de fontes de energia renovável, através de contratos com a duração mínima de cinco anos;
- Isenção da aplicação dos critérios de proximidade entre a UPAC e a localização da instalação de consumo.

Podem aderir a este estatuto os consumidores de eletricidade que: (i) se integrem nos setores de atividade identificados no anexo I da [Comunicação da Comissão Europeia 2022/C 80/01](#); (ii) tenham ligação à RESP; (iii) cumpram os requisitos estabelecidos no âmbito do CELE ou do Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia, em conformidade com o disposto nos respetivos regimes jurídicos; (iii) tenham um consumo anual de energia elétrica igual ou superior a 20 GWh e um consumo anual nos períodos horários de vazio normal e supervazio igual ou superior a 40% do consumo anual de energia elétrica; e (iv) registem um grau de eletrointensidade anual igual ou superior a 1 kWh/€ de valor acrescentado bruto pela média aritmética dos últimos três anos.

Para aderir ao ECE, é necessário apresentar na DGEG um pedido de adesão até 15 de junho de cada ano, acompanhado dos seguintes documentos: (i) identificação do requerente, (ii) identificação da instalação de consumo, (iii) indicação do setor ou subsector e código de atividade da instalação de consumo, (iv) comprovativo do contrato de fornecimento de energia elétrica, (v) comprovativo do cumprimento dos requisitos estabelecidos para o exercício legítimo da atividade da instalação de consumo, e (vi) valor acrescentado bruto anual da instalação de consumo nos últimos três anos, devidamente certificado e auditado (quando exista).

---

<sup>33</sup> A intensidade do apoio pode ser aumentada até 85% para instalações de setores “em risco”, desde que demonstrem que pelo menos 50% do seu consumo de eletricidade provém de fontes de energia renováveis e, cumulativamente, que ao menos 10% desse consumo seja assegurado por um instrumento de contratação a prazo ou contrato bilateral, ou, pelo menos, 5% por autoconsumo de origem renovável. A comprovação do consumo de eletricidade de fontes renováveis deve ser feita através do cancelamento das garantias de origem correspondentes, incluindo a parcela referente à contratação a prazo.

Em caso de decisão favorável, a DGEG remete ao consumidor a minuta do contrato de adesão ao ECE publicada através do [Despacho n.º 5975-B/2022](#) para assinatura. O contrato de adesão é válido pelo prazo de 1 ano, sujeito a renovações por igual período e desde que o consumidor apresente novo pedido até ao dia 15 de junho de cada ano.

O contrato de adesão ao ECE fica sujeito, nomeadamente, às seguintes causas de cessação (determinado o fim imediato das medidas de apoio): (i) a cessação da atividade, (ii) o incumprimento superveniente dos requisitos de elegibilidade do ECE, e (iii) o incumprimento da obrigação de comunicação de alterações às condições contratuais ou dos termos da obrigação de instalação de funcionamento dos equipamentos de medida, registo e controlo.

# 3. GESTÃO DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

## 3.1. GESTÃO DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

### 3.1.1. GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SEN

A gestão técnica global do SEN deve ser exercida através de contrato de concessão, que não pode exceder o prazo de 30 anos contados da respetiva data de celebração.

A atribuição da concessão é precedida da realização de concurso público ou da realização de qualquer dos procedimentos previstos para tal no Código dos Contratos Públicos. O membro do Governo responsável pela área da energia decide (i) a abertura do concurso, (ii) a aprovação das peças dos procedimentos, (iii) a decisão de adjudicação e (iv) a aprovação da minuta de contrato de concessão com as respetivas assinaturas.

A gestão técnica global do SEN está, de acordo com o contrato de concessão com a Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (“**RNT**”), cometida ao ORT. O ORT em Portugal é a Rede Elétrica Nacional (“**REN**”).

O gestor global da SEN deve, entre outras funções, realizar a gestão técnica do sistema e a gestão do mercado de serviços de sistema. Deve, igualmente, concretizar um planeamento energético, através do desenvolvimento de estudos de planeamento integrado de recursos energéticos e identificação das condições necessárias à segurança do abastecimento futuro.

### 3.1.2. GESTÃO TÉCNICA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Tal como se verifica a propósito da gestão técnica global do SEN, também a gestão técnica das redes de distribuição é exercida através de um contrato de concessão (que não pode exceder os 30 anos), sendo que:

- A gestão técnica de distribuição em alta tensão e média tensão está cometida ao operador da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (“**RND**”); e
- A gestão técnica das redes de distribuição em baixa tensão está cometida aos cessionários.

A gestão consiste no exercício de, entre outros, gerir os fluxos de eletricidade nas redes de distribuição, cooperar com o gestor global do SEN para efeitos de participação efetiva dos utilizadores

da rede nos mercados de eletricidade e assegurar a capacidade e fiabilidade das respetivas redes de distribuição de eletricidade.

### 3.2. A EXPLORAÇÃO DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

As atividades de exploração da RNT e da RND são exercidas através de contrato de concessão. O prazo das concessões não pode exceder os 50 anos para o caso da RNT e 35 anos para a RND.

A Secretaria de Estado da Energia decide (i) a abertura do concurso, (ii) a aprovação das peças dos procedimentos, (iii) a decisão de adjudicação e (iv) a aprovação da minuta de contrato de concessão com as respetivas assinaturas.

As instalações da RESP ficam sujeitas à aprovação dos respetivos projetos, que confere aos seus titulares, os direitos de (i) utilizar os bens do domínio público ou privado do Estado e dos municípios para o estabelecimento ou passagem das partes integrantes da RESP; (ii) solicitar a expropriação, por utilidade pública e urgente dos imóveis necessários ao estabelecimento das partes integrantes da RESP; e (iii) solicitar a constituição de servidões sobre os imóveis necessários ao estabelecimento das partes integrantes da RESP.

Relativamente às funções comuns à rede nacional de transporte de eletricidade e rede nacional de distribuição de eletricidade, considerem-se, entre outras, as seguintes:

- Assegurar a construção, a exploração e manutenção da RNT e da RND;
- Assegurar a capacidade a longo prazo da RNT e da RND em coordenação com o gestor global do SEN; e
- Promover o desenvolvimento e adoção de soluções avançadas de proteção, controlo, gestão e digitalização das redes e das operações.

Relativamente à exploração da distribuição de eletricidade em baixa tensão, deve ser exercida através de exploração direta ou contrato de concessão. Os concessionários da distribuição não podem, de acordo com o disposto no artigo 115.º do DL 15/2022, (i) adquirir eletricidade para comercialização, (ii) deter, desenvolver, gerir ou explorar instalações de armazenamento (salvo restritas exceções) e (iii) deter, desenvolver, gerir ou explorar pontos de carregamento (sem prejuízo dos postos de carregamento privados).

Cada município, no que toca à distribuição de eletricidade de baixa tensão, atribui a concessão, não podendo exceder os 20 anos. Os municípios têm direito a uma renda anual que, calculada de acordo com o [Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro](#), deve aferir-se com base numa percentagem de vendas de energia em baixa tensão, na área de cada município, sendo determinada em função do número de locais de consumo existentes por quilómetro quadrado nesse município.

### 3.2.1. REDES DE DISTRIBUIÇÃO FECHADAS

As redes de distribuição fechadas (“**RDF**”) ou seja, as que distribuem eletricidade no interior de um sítio industrial, comercial ou de serviços partilhados, geograficamente circunscritos, caminhos de ferro, portos, aeroportos e parques de campismo, sem que abasteçam clientes domésticos, estão excluídas do âmbito das concessões de distribuição de eletricidade.

## 3.3. PLANEAMENTO DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE

### 3.3.1. PLANEAMENTO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE

O planeamento da RNT (que tal como o da RND, garante a segurança do abastecimento e a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade) integra a caracterização da RNT, o PDIRT (plano decenal do desenvolvimento e investimento na RNT), a avaliação das opções alternativas ao investimento da RNT e a caracterização da RNT, de acordo com o Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo ao mercado interno da eletricidade.

O PDIRT deve contemplar um conjunto de medidas relativas (i) à informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar (ii) ao planeamento das infraestruturas de rede; (iii) aos valores previsionais da capacidade de interligação a disponibilizar para fins comerciais; e (iv) ao calendário de execução previsto relativamente a todos os projetos de investimento.

A proposta de PDIRT deve ser apresentada pelo operador da RNT à DGEG e à ERSE, tendo um horizonte de planeamento de 10 anos e sendo atualizado a cada dois anos. A DGEG, promove várias consultas e, no prazo de 2 dias após o termo do prazo de pronúncia das entidades, remete ao operador da RNT os pareceres recebidos. Após a receção da proposta de PDIRT, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a respetiva consulta pública (com duração de 30 dias).

Recebidos os pareceres da DGEG e da ERSE, o operador dispõe de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final do PDIRT. No prazo de 15 dias a DGEG envia-a ao membro do Governo responsável pela área de energia para submissão da proposta a discussão na Assembleia da República.

### 3.3.2. PLANEAMENTO DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE

O planeamento da RDN integra a caracterização da RND, o PDIRD e a avaliação das alternativas ao investimento na RDN.

O procedimento para a elaboração do plano (“**PDIRD**”) é, em muito, semelhante ao procedimento que se referiu a propósito do planeamento da rede de transportes e distribuição de eletricidade, sendo que a única diferença recai sobre o envio do relatório da consulta pública. Para além de ser

levado ao conhecimento da DGEG e da RND, o relatório deve também ser dado a conhecer ao operador da RNT, que deverá também elaborar um parecer.

Por outro lado, o PDIRD deve ser apresentado pelo operador da RND e tem um horizonte de 5 anos e não de 10 anos como o PDIRT, garantindo-se que este deve ser compatível com o PDIRT e incluir a identificação dos principais desenvolvimentos futuros da expansão da rede.

# 4. COMERCIALIZAÇÃO DE ELETRICIDADE

## 4.1. COMERCIALIZAÇÃO DE ELETRICIDADE

A atividade de comercialização de eletricidade consiste na compra e venda a grosso e a retalho de eletricidade a clientes.

Nos termos do DL 15/2022, a atividade de comercialização de eletricidade é exercida em regime de livre concorrência, sendo, contudo, sujeita a registo. A DGEG é a entidade competente para efetuar o registo dos comercializadores.

### 4.1.1. OS COMERCIALIZADORES DE ELETRICIDADE

Os comercializadores presentes no mercado de eletricidade são as empresas que fornecem eletricidade aos clientes presentes no mercado livre de energia, ou seja, no Ambiente de Contratação Livre (“**ACL**”). Neste caso, os consumidores e comercializadores negociam as condições de compra de eletricidade e, portanto, podem os clientes escolher o seu comercializador, podendo haver conseqüentes mudanças.

Enquanto o comercializador de último recurso (“**CUR**”) é obrigado a aplicar tarifas reguladas ERSE, o comercializador de eletricidade em regime de mercado tem a liberdade de negociar preços e tarifas com seus clientes.

Isso significa que as tarifas de energia elétrica e comercialização são definidas pelo próprio comercializador em regime de mercado, enquanto as tarifas de acesso às redes são fixadas pela ERSE e as taxas e impostos são estabelecidos pelo Estado, assim como ocorre com o CUR.

A mudança de comercializador de eletricidade pelo cliente pode ocorrer a qualquer momento e não tem quaisquer custos associados, uma vez que não há fidelização nos contratos.

Acrescenta-se ao registo dos comercializadores o princípio do reconhecimento mútuo, pelo que no âmbito do funcionamento de mercados constituídos ao abrigo de acordos internacionais de que o Estado Português seja parte, o reconhecimento da qualidade de comercializador por uma das partes significa o reconhecimento automático pela outra parte.

#### 4.1.2. REGISTO DE COMERCIALIZADORES E PEDIDO

O pedido de registo de comercializador de energia é dirigido à DGEG e é efetuado através da plataforma online destinada para o efeito.

Após receção do pedido de registo, compete à DGEG avaliar a candidatura e solicitar, se necessário e dentro de 10 dias, elementos adicionais que sejam necessários à candidatura, devendo os mesmos ser entregues dentro de 20 dias pelo requerente.

30 dias após a submissão do pedido de registo ou da entrega dos elementos adicionais solicitados, a DGEG está obrigada a proferir decisão. Caso a DGEG não se tenha pronunciado dentro do prazo estabelecido, a candidatura é considerada como aceite.

O registo supramencionado é individual e intransmissível. Contudo, em determinadas situações, como as de reestruturação societária, é possível que não o seja, pelo que a alteração será averbada no próprio registo.

Caso a DGEG indefira o pedido de registo, deve o requerente ser ouvido para que se pronuncie ou apresente defesa ao indeferimento.

#### 4.1.3. ATIVIDADE DE REGISTO E CONTRATAÇÃO BILATERAL DE ENERGIA

A atividade de registo e contratação bilateral de energia consiste no registo de todas as transações operadas por contratos bilaterais de energia, nos quais pelo menos uma das partes é um agente de mercado, incluindo o registo obrigatório dos contratos de energia, incluindo as suas condições de preço e volume.

A ERSE será responsável por regulamentar a atividade e aprovar o respetivo Manual de Procedimentos.

Os termos e condições da atividade foram aprovados através da [Portaria 367/2024/I](#), de 31 de dezembro, considerando-se como contratação bilateral de energia a celebração de um contrato de compra e venda de energia a médio ou longo prazo, entre um vendedor de energia e um comprador (“PPA”).

O PPA está sujeito a registo obrigatório no prazo máximo de cinco dias úteis a contar da sua celebração em plataforma eletrónica gerida pelo OMIP, S.A. (“OMIP”). O registo fica a cargo da parte responsável pela programação da energia e compreende os seguintes elementos:

- A identificação dos vendedores e compradores (incluindo código ACER); e
- As condições do contrato, designadamente (i) volume contratualizado, (ii) preço, (iii) tecnologia, (iv) duração, (v) e a parte responsável pela programação da energia.

Além disso, vendedores e compradores podem divulgar na plataforma eletrónica as suas condições para a contratação de energia, sendo o OMIP responsável por verificar a veracidade das informações disponibilizadas antes da respetiva publicitação.

A plataforma eletrónica, assim como a atividade de registo e contratação bilateral de energia, devem estar integralmente operacionais no prazo de 180 dias a contar da publicação da Portaria 367/2024/I, sendo que os PPA em vigor à entrada em funcionamento da plataforma têm de ser registados no prazo máximo de 90 dias a contar da referida data.

#### 4.2. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

Os Comercializadores de Último Recurso são entidades portadoras de uma licença de fornecimento de eletricidade, cujo prazo não excede os 20 anos, e que, sujeitas a um preço regulado pela ERSE, fornecem eletricidade sobre determinadas condições específicas.

O CUR tem como atividade a prestação de serviço público universal de fornecimento de eletricidade a clientes abastecidos em Baixa Tensão com potências contratadas iguais ou inferiores a 41,4 kVA.

O Fornecedor de Último Recurso é responsável pelo fornecimento de eletricidade:

- Em áreas onde não existem ofertas no mercado livre;
- Aos consumidores economicamente vulneráveis; e
- Aos clientes cujo fornecedor de mercado livre tenha sido impedido de exercer a sua atividade.

A atividade dos CUR está sujeita a uma licença concedida pela DGEG. O DL 15/2022 estabelece que a concessão de uma nova licença de CUR é realizada através de um concurso público.

Existem atualmente 11 CUR que operam em áreas específicas de Portugal Continental e 2 outros que operam, respetivamente, nas ilhas dos Açores e da Madeira.

A lista completa dos CUR em atividade poderá ser encontrada [aqui](#).

Nos casos em que ainda não haja um agregador de último recurso, o CUR poderá adquirir a energia elétrica produzida por centrais com potência de ligação atribuída até 1 MW.

De acordo com a [Portaria n.º 83/2020 de 1 de abril](#), os consumidores que atualmente mantêm um contrato com o comercializador de último recurso têm até o dia 31 de dezembro de 2025 para garantir o fornecimento de energia com um fornecedor em regime de mercado. Esta disposição fornece aos consumidores tempo suficiente para fazerem a transição de fornecedor, conforme necessário.

# 5. AGREGAÇÃO DE ELETRICIDADE

## 5.1. AGREGAÇÃO DE ELETRICIDADE

A atividade dos agregadores de eletricidade compreende a compra de eletricidade no mercado livre e a sua venda aos clientes que celebram um contrato de fornecimento de eletricidade, sujeito aos termos e condições nele acordados.

### 5.1.1. REGISTO DE AGREGADORES DE ELETRICIDADE EM REGIME DE MERCADO

A obtenção do registo como agregador de eletricidade em regime de mercado requer uma prévia demonstração da capacidade técnica e económica para operar nos mercados aos quais se deseja solicitar o registo.

Até que sejam estabelecidos critérios económicos para verificar a capacidade e idoneidade económica dos agentes de mercado que pretendem o registo de comercialização, o registo ficará condicionado à futura demonstração desses critérios.

O registo é pessoal e intransmissível, exceto em casos de reestruturação societária, que são averbados no registo.

Os registos são efetuados por prazo indeterminado, mas podem ser extintos de acordo com a legislação aplicável.

O pedido pode ser realizado por correio, através de requerimento para Avenida 5 de outubro, 208, 1069-203 Lisboa ou via e-mail, para [eletricos@dgeg.gov.pt](mailto:eletricos@dgeg.gov.pt)

Atualmente, existem 54 agregadores de eletricidade em regime de mercado. A lista completa de agregadores de eletricidade poderá ser encontrada [aqui](#).

É importante notar que os comercializadores registados estão dispensados de obter o registo de agregador e estão automaticamente habilitados a exercer a atividade de agregação após notificação à DGEG.

## 5.2. AGREGAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

A agregação de último recurso consiste na obrigação de aquisição supletiva de eletricidade aos produtores de energia renovável e aos autoconsumidores que injetem energia excedentária na RESP, bem como na aquisição de eletricidade aos produtores que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração e está sujeita a licença.

No caso de não haver oferta de agregadores de eletricidade no mercado ou quando os agregadores não puderem exercer a sua atividade, o agregador de último recurso deverá adquirir eletricidade de:

- Produtores de eletricidade renovável, excluindo centrais hidroelétricas com uma capacidade de ligação superior a 10 MVA, remunerada a preços livremente determinados em mercados organizado; e
- Autoconsumidores que injetam energia excedentária na RESP.

O Agregador de Último Recurso é obrigado a adquirir energia produzida por Produtores que beneficiam de esquemas de remuneração garantidos.

A atribuição da licença de Agregador de Último Recurso - sujeita a um prazo máximo de 20 anos - é realizada através de um concurso público.

O procedimento para a atribuição da licença de agregador de último recurso ainda não foi aberto pelo Governo Português. Até lá, as competências de agregador de último recurso são confiadas ao fornecedor de último recurso.

## 6. MERCADOS

### 6.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

O mercado de eletricidade português tem sido alvo de um processo de liberalização, em especial através da implementação das regras europeias e da privatização da EDP - Energias de Portugal, S.A., a empresa dominante no sistema elétrico.

### 6.2. MERCADOS ORGANIZADOS

O mercado organizado é um sistema que engloba diversas modalidades de contratação, permitindo a união da oferta e procura de eletricidade e instrumentos financeiros cujo ativo subjacente seja a eletricidade ou equivalente.

Os chamados «mercados organizados de eletricidade», surgem enquanto plataformas de negociação independentes dos agentes tradicionais.

A gestão de mercados organizados de eletricidade é uma atividade livre, mas requer autorização do membro do Governo responsável pela área da energia, podendo em alguns casos, também ser necessária autorização do membro do Governo responsável pela área das finanças. A responsabilidade pela gestão destes mercados recai sobre os operadores de mercado, não obstante a necessidade do cumprimento da legislação financeira aplicável aos mercados de operações a prazo.

São agentes do mercado organizado os (i) intermediários financeiros, (ii) produtores, (iii) comercializadores, (iv) agregadores, (v) clientes e (vi) outros agentes que atendam aos requisitos estabelecidos no artigo 206.º, n.º 2 do CVM e demais requisitos determinados pela entidade gestora do mercado. Os membros devem ter celebrado contrato com um participante do sistema de liquidação ou com o gestor do sistema de liquidação das operações realizadas no mercado, conforme regulamentado por portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia.

A gestão de mercados organizados faz parte do funcionamento dos mercados criados com base em acordos internacionais firmados entre o Estado Português e outros Estados-Membros da União Europeia.

### 6.3. MERCADOS DE SERVIÇOS DE SISTEMA

O mercado de serviços de sistema é um processo de contratação dos serviços essenciais para lidar com desequilíbrios entre a geração e o consumo real de eletricidade, garantindo a segurança da operação e a confiabilidade e eficiência do SEN.

Este mercado é regido pelo gestor global do SEN, de acordo com a regulamentação estabelecida pela ERSE, guiado pelos princípios de eficiência económica, transparência e não discriminação.

O mercado de serviços de sistema tem um escopo europeu, quando especificamente determinado pela legislação europeia, e uma abrangência nacional noutras situações, incluindo a RNT, a RND e as redes de distribuição de eletricidade em BT. Para além disso, podem ser implementados mercados de serviços de sistema de escopo regional sempre que essa necessidade for identificada e aprovada pela ERSE.

A aquisição dos serviços de sistema pelo gestor global do SEN é realizada através de mecanismos competitivos, abertos e transparentes, que visam reduzir os custos para o SEN e garantir:

- A não discriminação efetiva entre os participantes do mercado, considerando as diferentes necessidades técnicas da rede elétrica e as diferentes capacidades técnicas das fontes de geração, armazenamento de energia e resposta da demanda;
- Uma definição clara e neutra em termos tecnológicos dos serviços e a contratação desses serviços de forma transparente e baseada no mercado; e
- Acesso não discriminatório a todos os participantes do mercado, tanto individualmente quanto por meio de agregação, incluindo eletricidade proveniente de fontes de energia renovável variável, resposta da demanda e armazenamento de energia.

Por fim, a responsabilidade pelos desvios à programação no SEN é atribuída aos agentes de mercado, nos termos estabelecidos no Regulamento de Operação das Redes aprovado pela ERSE, podendo ser delegada a um agregador ou a um representante por eles designado

O referido no parágrafo anterior não é extensível aos centros eletroprodutores ou UPAC que beneficiem de um regime de remuneração garantida ou outro regime bonificado de apoio à remuneração, exceto nos casos em que a responsabilidade pelos desvios esteja expressamente excluída nos regimes legais de atribuição da respetiva remuneração.

## 7. GARANTIAS DE ORIGEM<sup>34</sup>

### 7.1. CONCEITO

As Garantias de Origem (“GO”) são documentos eletrónicos que provam ao comprador final da eletricidade que uma certa quantidade ou percentagem da eletricidade fornecida provém de fontes renováveis.

A atividade de emissão de GO encontra-se regulada no Capítulo XI do DL 15/2022, no [Decreto-Lei n.º 84/2022, de 09 de dezembro](#) e no [Manual de Procedimentos da Entidade Emissora de Garantias de Origem](#).

### 7.2. ENTIDADE RESPONSÁVEL PELA EMISSÃO DAS GO

A entidade responsável pela emissão e controlo das GO’s (Entidade Responsável pela Emissão das Garantias de Origem – “EEGO”) e pela gestão do sistema de GO é a REN, que é também a concessionária da rede nacional de transporte de eletricidade.

A atividade da EEGO está sujeita a uma licença a ser atribuída no âmbito de um concurso público, aberto por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia. A duração da licença de EEGO tem um limite máximo de 10 anos a contar da sua emissão<sup>35</sup>.

O titular da licença EEGO beneficia de um conjunto de direitos, mas também está adstrito ao cumprimento de alguns deveres.

São direitos do titular de licença EEGO, nomeadamente:

- Ser remunerado pelo serviço prestado;

---

<sup>34</sup> Para mais informações sobre as garantias de origem, a sua emissão, o registo no sistema EEGO e mais detalhes, por favor consulte o estudo completo sobre as garantias de origem [aqui](#).

<sup>35</sup> Até à realização de procedimento concorrencial para atribuição da licença de EEGO mantêm-se cometidas à REN as competências de EEGO.

- Realizar ações de auditoria e monitorização das instalações de produção, assim como dos equipamentos de medição de energia que permitam e assegurem a correta qualificação das instalações e a garantia ou certificação de origem da eletricidade;

São deveres do titular de licença EEGO, nomeadamente:

- Emitir e acompanhar as GO's;
- Implementar e gerir um sistema de emissão de GO compreendendo o registo, a emissão, a transmissão e o cancelamento eletrónico dos respetivos comprovativos;
- Disponibilizar para consulta pública a informação relevante e não confidencial relativa à emissão de GO, nomeadamente através do seu sítio na Internet.

### 7.3. REGISTO DOS PRODUTORES

O registo no sistema da EEGO é obrigatório para a seguintes entidades:

- Instalações de produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis e produtores de energia de aquecimento e arrefecimento a partir de fontes renováveis com capacidade instalada superior a 5 MW;
- Instalações de cogeração em regime de elevada eficiência; e
- Instalações eficientes de co-geração sujeitas a um regime especial de renumeração

Para se registarem no sistema EEGO, os produtores devem:

- Apresentar uma candidatura através da plataforma online [eego.ren.pt](http://eego.ren.pt), que inclui o preenchimento de formulários, o fornecimento de documentação da empresa e a indicação de uma ou duas pessoas de contato;
- Celebrar o contrato de adesão com REN após a aprovação do pedido<sup>36</sup>; e
- Registar as instalações de produção

---

<sup>36</sup> Após aprovação do pedido, as credenciais de acesso à plataforma online são concedidas à entidade, devendo ser utilizadas ao longo de todo o processo. O registo tem um custo de EUR 1.000,00.

Os registos das instalações de produção são efetuados na plataforma online do sistema da EEGO através da apresentação de uma candidatura e de informações sobre as especificações da unidade de produção que são avaliadas pela REN.

A decisão sobre o pedido é notificada ao requerente no prazo de 10 dias úteis a contar da sua apresentação. Aceite o pedido, a REN atribui um código de identificação às instalações de produção registadas.

Apenas podem ser registadas no sistema EEGO as instalações que já tenham obtido autorização pela DGEG para entrar em exploração.

O responsável pela inscrição de uma instalação de produção deverá informar a EEGO no prazo de 10 dias de quaisquer alterações que resultem na:

- Imprecisão da informação existente no sistema da EEGO;
- Perda das condições necessárias para que a instalação de produção continue inscrita junto da EEGO;
- Transmissão da licença de produção.

#### 7.4. FORMA E EMISSÃO DAS GO

Após concluir o registo da instalação, o produtor deverá solicitar a emissão das GO's<sup>37</sup>.

Cada GO corresponde a 1 MWh de energia produzida<sup>38</sup> e são válidas por 12 meses a contar do final do período de referência de produção, sendo canceladas após a sua utilização, ou no prazo máximo de 18 meses após o fim do período de produção. As GO emitidas noutros Estados membros são reconhecidas pelo Estado Português, exceto se existirem fundadas suspeitas sobre a sua exatidão, fiabilidade ou veracidade.

---

<sup>37</sup> A GO deve especificar: (i) a fonte a partir da qual foi produzida a energia, (ii) as datas de início e de fim da produção, (iii) a identificação, localização, tipo e capacidade da instalação onde a energia foi produzida, (iv) se a instalação beneficiou de apoio ao investimento ou de outra forma de apoio nacional, bem como o tipo de regime de apoio, (v) a data de entrada em serviço da instalação, (vi) a data, país e entidade de emissão, e (vii) número de identificação único.

<sup>38</sup> Cada unidade de energia é expressa em MWh e só pode ser objeto de uma GO.

Os produtores registados devem apresentar uma declaração de produção<sup>39</sup> na plataforma online do sistema EEGO<sup>40</sup>. Após receção de uma declaração de produção correta e completa, a REN deve registar a GO na conta do produtor no prazo de 10 dias úteis ou de 20 dias úteis, no caso de instalações de cogeração<sup>41</sup>.

A emissão das GO's está sujeita ao pagamento de uma taxa de 0,037€/MWh à EEGO.

## 7.5. TRANSFERÊNCIA DE GO'S

Os produtores podem negociar e transferir as suas GO's para outras entidades de forma separada da energia que lhes deu origem, incluindo outros produtores e fornecedores de energia através do sistema EEGO, com exceção dos produtores que beneficiem de um regime remuneratório bonificado que não podem transacionar separadamente as GO's<sup>42</sup>.

Quando a energia produzida beneficie de um regime de apoio direto ao preço ou de um incentivo ao investimento ou nos casos em que a energia seja produzida ao abrigo de um contrato de aquisição de energia (CAE) ou de um acordo de cessação antecipada de um CAE, o pagamento da remuneração ou do incentivo ao produtor depende da entrega das respetivas GO's à DGEG.

O pedido de transferência de uma GO é apresentado na plataforma online do sistema EEGO pelo participante que a detém. A EEGO retira a GO da conta do vendedor e:

- Se o comprador estiver registado no sistema EEGO, transfere a GO para o comprador no prazo de 5 dias e avisa o comprador da transferência;

---

<sup>39</sup> As declarações de produção correspondem a um período de referência de 1 mês, devendo os pedidos de emissão de GO ser submetidos no prazo máximo de 3 meses após o final do período de referência de produção.

<sup>40</sup> Exceto para instalações de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis que utilizem apenas uma fonte onde, sempre que possível, as declarações serão geradas automaticamente por valores telemétricos

<sup>41</sup> Os valores são sempre arredondados: (i) ao kWh nas declarações de produção, e (ii) aos MWh quando as GO's são emitidas.

<sup>42</sup> Os produtores que obtiverem TRC ao abrigo de procedimento concorrencial nos casos em que a aplicação do regime remuneratório constitua um ganho para o SEN, podem transacionar separadamente as GO.

- Se o comprador estiver registado junto de uma entidade estrangeira equivalente à REN, notifica a respetiva entidade e, após confirmação do sucesso da transferência, confirma ao vendedor a conclusão da transação.

A taxa administrativa para a conclusão de uma transferência GO é de 0,010€/MWh<sup>43</sup>.

## 7.6. LEILÕES DE GO

A DGEG pode transacionar as GO recebidas pelos produtores que beneficiam de um mecanismo de apoio, através de um mecanismo de leilão competitivo. O leilão permite aos comercializadores de energia disputarem GO de forma concorrencial, garantindo aos seus clientes que a sua energia é produzida em Portugal a partir de fontes renováveis.

As regras dos leilões de GO encontram-se reguladas no [Despacho n.º 6560-B/2021, de 5 de julho de 2021](#) e na [Portaria n.º 53/2020, de 28 de janeiro](#). As entidades envolvidas no processo de leilão são:

- A SU ELETRICIDADE, S.A., na qualidade de Comercializador de Último Recurso (“**CUR**”), enquanto entidade responsável pela liquidação financeira e faturação das receitas dos leilões;
- O OMIP - Pólo Português, S.G.M.R. (“**OMIP**”)<sup>44</sup>, enquanto entidade responsável pela gestão da participação e operacionalização dos leilões;
- A REN – Rede Elétrica Nacional, S.A., na qualidade de EEGO, assumindo funções de entidade responsável pela liquidação física das GO’s transacionadas nos leilões

Para participar nos leilões de GO, os participantes devem encontrar-se registados no sistema EEGO e ter concluído o processo de admissão como:

- **Participante Inscrito:** até 5 dias úteis antes da data de realização do leilão; e
- **Participante Qualificado:** até 2 dias úteis antes da data de realização do leilão.

---

<sup>43</sup> O pedido de transferência pode ser rejeitado se o vendedor tiver qualquer taxa administrativa pendente com a EEGO.

<sup>44</sup> O OMIP é um operador de Mercado Regulamentado que fornece ao mercado uma plataforma de negociação para derivados de energia, nomeadamente: Futuros, Forwards, Swaps e Opções, cujos ativos subjacentes são eletricidade e gás natural, conforme estabelecido pelo Acordo Internacional celebrado entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

O processo de admissão como Participante Inscrito deve ser instruído junto do OMIP e acompanhado, nomeadamente, dos seguintes elementos: (i) pedido de admissão de acordo com minuta incluída como Anexo I do Despacho n.º 6560-B/2021 , (ii) certidão permanente, (iii) indicação dos titulares que detenham, direta ou indiretamente, participação no capital da sociedade superior a 10%, e (iv) informação operacional necessária para efeitos de gestão de garantias financeira, liquidação financeira, faturação e liquidação física.

Cabe ao OMIP, após análise dos requisitos, emitir a decisão de admissão ou de não admissão de um candidato a Participante Inscrito. Os efeitos da admissão ficam condicionados à celebração do Acordo de Adesão às Regas dos Leilões por parte do candidato, que regula os termos sob os quais os Participantes Inscritos desenvolvem as suas relações com o CUR, OMIP, OMIP, S.A. e a EEGO.

Por sua vez, o estatuto de Participante Qualificado está sujeito ao cumprimento das seguintes condições por parte do Participante Inscrito: (i) ter prestado até às 12:00 horas do 2º dia útil antes do leilão ao OMIP, S.A., um montante que corresponda ao volume económico da sua oferta<sup>45</sup>, (ii) não ter dívidas nem outras obrigações pendentes relativas aos leilões GO; e (iii) estar registado no sistema da EEGO até 2 dias úteis antes do leilão.

A data de realização e termos do Leilão, nomeadamente a quantidade, tipologia, período de produção das GO e preço de reserva, são fixados pela DGEG mediante convocatória, publicada até 20 dias antes da realização do leilão. O modelo dos Leilões GO-PT é o seguinte:

- Leilão marginalista de “Relógio Ascendente”, sendo o preço base estabelecido na convocatória;
- Podem decorrer vários leilões de forma simultânea e independente. Lotes específicos (tecnologia, período de produção...) são leiloados através de leilões individuais;
- Os resultados do leilão, após homologação pela DGEG, são comunicados pelo OMIP ao CUR e EEGO para posterior liquidação financeira e física.

---

<sup>45</sup> O montante será calculado multiplicando a Quantidade licitada pelo Preço de Reserva, acrescido de um fator K de majoração, de acordo com as regras de majoração estabelecidas no ponto 8.1 do Despacho n.º 6560-B/2021 , .

Os próximos leilões<sup>46</sup> de GO para o ano de 2025 vão ocorrer nas seguintes datas: (i) 12 de fevereiro de 2025 (27.º leilão); (ii) 12 de março de 2025 (28.º leilão); (iii) 14 de maio de 2025 (29.º leilão); (iv) 9 de julho de 2025 (30.º leilão); (v) 10 de setembro de 2025 (31.º leilão); e (vi) 12 de novembro de 2025 (32.º leilão).

---

<sup>46</sup> De acordo com informação oficial publicada no site da [DGEG](#): (i) em 2021 foram colocadas a leilão cerca de 18,5 milhões de GO que geraram uma receita de cerca de 9,2 M€, (ii) em 2022 foram colocadas em leilão cerca de 25 milhões de GO que geraram uma receita de cerca de 61 M€, (iii) em 2023 foram colocadas cerca de 20 milhões de GO que geraram uma receita de cerca 105 M€ e (iv) em 2024 foram colocadas cerca de 21 milhões de GO que geraram uma receita de cerca de 22M€

## 8. OS CONSUMIDORES

### 8.1. A PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES

O DL 15/2022 assegura a proteção dos consumidores de energia, em especial quanto à prestação do serviço, exercício do direito à informação, qualidade da prestação do serviço, informação adequada quanto a tarifas e preços e resolução de litígios.

O direito à prestação de serviço de fornecimento de eletricidade é garantido através do acesso (i) às redes, (ii) a um comercializador, (iii) à celebração de um contrato de fornecimento ou de vários em simultâneo com vários comercializadores, (iv) a ampla escolha quanto aos métodos de pagamento, simples e não discriminatórios, (v) à mudança de comercializador e de agregador, sem quaisquer encargos associados, sem número limite de mudanças e em prazo razoável, e (vi) à tarifa de referência dos comercializadores para os fornecimentos em BT.

Para garantia do direito à informação, deve garantir-se que os consumidores têm acesso às seguintes informações:

- Informação necessária ao exercício dos seus direitos, a indicação da legislação em vigor e os meios de resolução de litígios disponíveis;
- Acesso simples e gratuito aos seus próprios dados de consumo e de contagem através de mecanismos fáceis, transparentes, não discriminatórios e interoperáveis, bem como dados necessários para mudança de comercializador, participação da procura em mercados e outros serviços e, gratuitamente e mediante consentimento prévio, permitir a terceiros o acesso aos seus dados;
- No caso de existir um contador inteligente, acesso ao consumo real de eletricidade e período de utilização efetivo, devendo:
- Os dados validados sobre o histórico de consumo serem fácil e seguramente acessíveis e visualizáveis pelos clientes finais, ou a terceiros em seu nome, mediante pedido, sem custos adicionais;
- Os dados não validados sobre o consumo em tempo quase real serem igualmente disponibilizados de forma fácil e segura aos clientes finais, ou a terceiros em seu nome, sem custos adicionais, através de uma interface normalizada ou um acesso remoto, a fim de apoiar os programas de eficiência energética automatizada, a resposta da procura e outros serviços;
- Informação completa e adequada de forma a promover a eficiência energética;

- Informação completa e adequada de forma a permitir a sua participação nos mercados de eletricidade;
- Acesso atempado a toda a informação de carácter público, de uma forma clara e objetiva, capaz de permitir a liberdade de escolha sobre as melhores opções de fornecimento;
- Consulta prévia sobre todos os atos que possam vir a modificar o conteúdo dos seus direitos;
- Informação não discriminatória e adequada às suas condições específicas, em particular no que respeita aos clientes finais economicamente vulneráveis; e
- As datas de extinção das tarifas transitórias de venda de eletricidade a clientes finais.

O direito à qualidade da prestação do serviço é garantido pela obrigação de os operadores de rede, comercializadores e agregadores prestarem um serviço que respeite os níveis de qualidade estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

Os consumidores têm de ser informados, de forma transparente e não discriminatória, sobre preços e tarifas aplicáveis e condições normais de acesso e utilização dos serviços de eletricidade, de modo a garantir o direito de informação sobre tarifas e preços.

No que se refere à resolução de litígios, o tratamento eficiente é assegurado através de um balcão único destinado ao atendimento, informação, processamento e tratamento das reclamações, disponibilizado pela ERSE, sem prejuízo do recurso a mecanismos de resolução de litígios alternativos.

É concedida proteção especial aos clientes finais economicamente vulneráveis, garantindo-lhes o acesso:

- À tarifa social de eletricidade;
- Ao fornecimento de eletricidade pelo CUR mediante tarifa definida pela ERSE após extinção das tarifas transitórias legalmente estabelecidas, caso o pretendam;
- Aos mecanismos de apoio estabelecidos na Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética.

# 9. TARIFA SOCIAL DE ELETRICIDADE

## 9.1. BENEFICIÁRIOS

O DL 15/2022 prevê a Tarifa Social de Eletricidade (“**Tarifa Social**”), aplicável aos clientes finais economicamente vulneráveis. Esta Tarifa garante o direito de acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia elétrica, através da aplicação de preços adequados.

Para efeitos de aplicação da Tarifa Social, consideram-se *clientes finais economicamente vulneráveis* as pessoas singulares que, entre outros, beneficiem (i) do complemento solidário para idosos; (ii) do rendimento social de inserção, ou (iii) de prestações de desemprego.

A DGEG deve, em articulação com a Segurança Social e com a Autoridade Tributária e Aduaneira apresentar ao membro do Governo responsável pela área da energia um relatório anual com indicação do número de clientes finais que beneficiam da Tarifa Social.

## 9.2. FIXAÇÃO E FINANCIAMENTO DA TARIFA

A Tarifa Social é aplicada através da aplicação de um desconto determinado por despacho do membro do Governo responsável pela energia, face à tarifa geral de acesso às redes em BTN, definida no Regulamento Tarifário.

Para este efeito, é publicado o despacho até dia 20 de setembro, para aplicação no ano seguinte.

## 9.3. ATRIBUIÇÃO E APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL

Para atribuição da Tarifa Social, os clientes finais economicamente vulneráveis devem preencher cumulativamente os seguintes requisitos:

- Serem titulares de contrato de fornecimento de energia elétrica;
- O consumo de energia elétrica destinar-se exclusivamente a uso doméstico, em habitação permanente;
- As instalações serem alimentadas em BTN com potência contratada igual ou inferior a 6,9 kVA.

Cada cliente apenas pode beneficiar da Tarifa Social num único ponto de ligação às redes de distribuição de energia elétrica.

O número de clientes finais que beneficiam da Tarifa Social é definido pela DGEG, devendo, para tal, os comercializadores de energia elétrica remeter à DGEG a informação necessária à identificação dos titulares de contratos de fornecimento de energia elétrica. A transmissão de informação está sujeita a parecer da Comissão Nacional de Proteção de Dados.

Os possíveis beneficiários podem opor-se à aplicação da Tarifa Social no prazo de 30 dias a contar da notificação. Caso não o façam, é-lhes aplicada automaticamente a Tarifa Social.

A manutenção da aplicação da Tarifa Social fica sujeita a confirmação anual da DGEG, devendo ser emitida até setembro de cada ano.

# 10. Zonas Livres Tecnológicas

As Zonas Livres Tecnológicas (“ZLT”) permitem, no âmbito das atividades de produção, armazenamento, promoção da mobilidade elétrica e autoconsumo de eletricidade, promover e facilitar a realização de atividades de investigação, demonstração e teste, em ambiente real, de tecnologias, produtos, serviços, processos, modelos inovadores, conceitos, modelos de negócio e quadros regulatórios específicos. As ZLT são geridas pela DGEG ou mediante concessão atribuída através de procedimento concorrencial.

O DL 15/2022 criou as seguintes ZLT:

- De energias renováveis offshore e nearshore, a localizar em Viana do Castelo, destinada ao estabelecimento de projetos de inovação e desenvolvimento para a produção de energia elétrica a partir de energias renováveis de fonte ou localização oceânica
- De energias renováveis a localizar no município de Abrantes, destinada ao estabelecimento de projetos de inovação e desenvolvimento para a produção, armazenamento e autoconsumo de eletricidade a partir de energias renováveis, a desenvolver no âmbito do processo de descomissionamento da central termoelétrica a carvão ali existente;

Obtido o registo prévio, os projetos de instalação de projetos de investigação científica e desenvolvimento nas ZLT estão isentos do pagamento de tarifas de acesso às redes e de outros encargos relativos à participação nas redes. Contudo, os projetos-piloto estão sujeitos ao pagamento de um valor estabelecido pela ERSE fixado em euros por MW/dia e a operacionalizar no Regulamento Tarifário.

A energia injetada na RESP é remunerada ao preço livremente formado em mercados organizados ou através de contratos bilaterais, sendo imputados ao titular do registo prévio os encargos inerentes da participação em mercado, incluindo os desvios à programação.

Qualquer interessado, isoladamente ou em conjunto com outros interessados, pode proceder à instalação de projetos de inovação e desenvolvimento no espaço marítimo sob soberania ou jurisdição nacional ou em território continental, mesmo não se tratando de ZLT.

## II. FISCALIZAÇÃO

As entidades com competências de fiscalização ou de supervisão do SEN têm o direito de obter dos respetivos intervenientes a informação necessária ao exercício das suas competências específicas e ao conhecimento do mercado, podendo, inclusive, solicitar acesso aos documentos de prestação de contas das empresas de eletricidade.

As informações comercialmente sensíveis estão sujeitas a confidencialidade por parte das entidades do SEN, podendo, no entanto, trocar entre si ou divulgar as informações que sejam necessárias ao exercício das suas funções.

A DGEG é a entidade responsável pela fiscalização da conformidade do exercício das atividades de produção, armazenamento e autoconsumo com os respetivos procedimentos de controlo prévio e a fiscalização técnica das instalações elétricas relativa ao exercício daquelas atividades. No entanto, as entidades concessionárias da RNT e da RND podem proceder à fiscalização das instalações de produção, armazenamento e autoconsumo e instalações de consumo ligadas às respetivas redes, tendo especialmente em vista a sua adequada compatibilização com as referidas redes.

Nestes casos, o titular do título de controlo prévio está obrigado a:

- Permitir e facilitar o livre acesso do pessoal técnico às instalações e suas dependências, bem como aos aparelhos e instrumentos de medição;
- Prestar ao pessoal técnico todas as informações e auxílio de que careçam para o desempenho das suas funções de fiscalização.

A ERSE é a entidade responsável no caso da supervisão, fiscalização, instrução e decisão dos processos instaurados ao abrigo do regime sancionatório do setor energético, do regime das práticas comerciais desleais e em matéria de publicidade.

Quando a publicidade não respeite as disposições aplicáveis, a ERSE pode:

- Ordenar as modificações necessárias para pôr termo às irregularidades;
- Ordenar a suspensão das ações publicitárias em causa; e
- Determinar a imediata publicação, pelo responsável, de retificação apropriada e, caso o responsável não o faça, substitui-se a este e publicar a retificação.

As contraordenações previstas no regime sancionatório do setor energético não constituem contraordenações económicas para efeitos do regime jurídico das contraordenações económicas.

M A C E D O ■ V I T O R I N O

M A C E D O V I T O R I N O ■ C O M