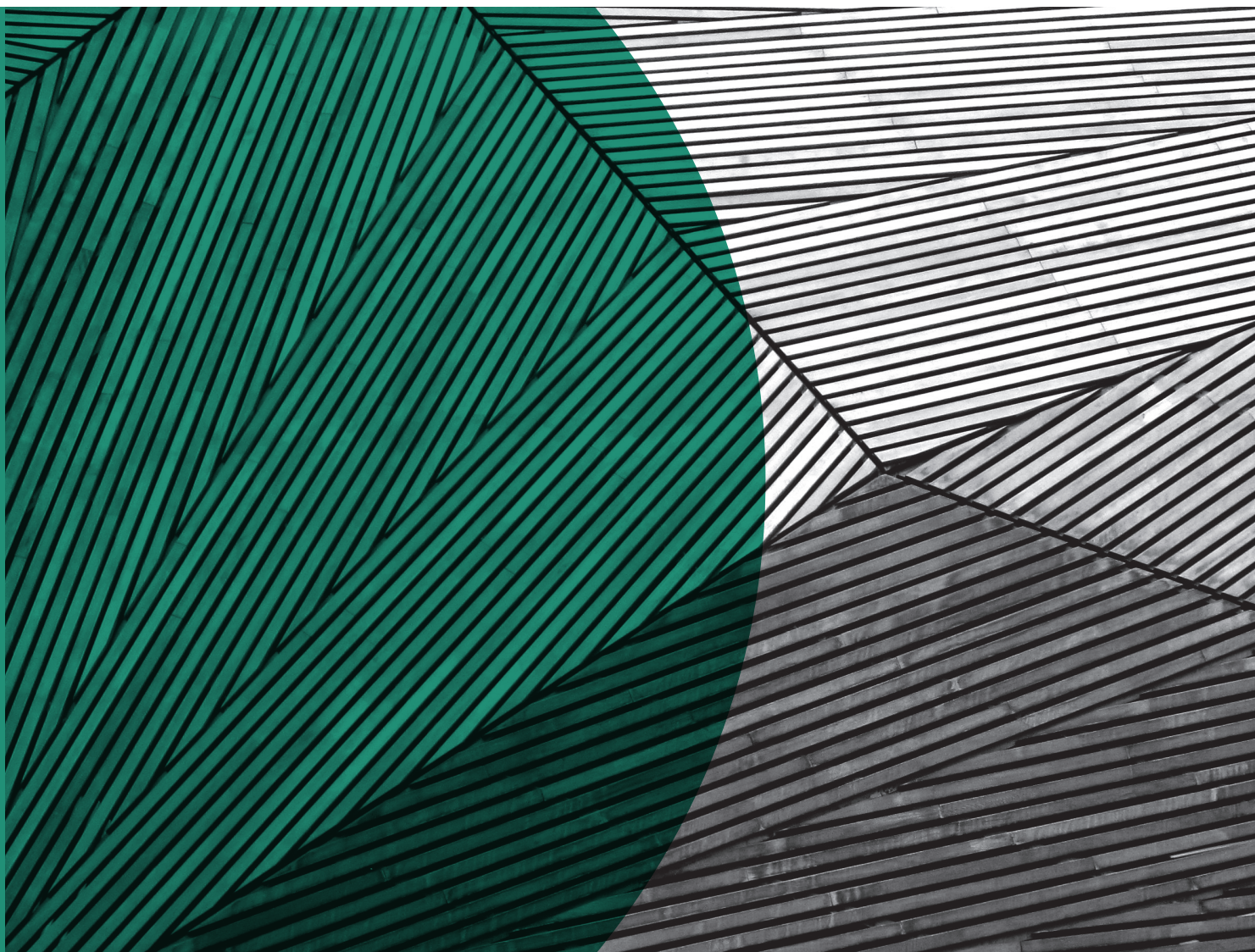


A PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE EM PORTUGAL EM REGIME ORDINÁRIO: EVOLUÇÃO E PERSPECTIVAS

MANUEL CASSIANO NEVES



A produção de eletricidade em Portugal em regime ordinário: evolução e perspectivas

The electric generation under the ordinary regime in Portugal: evolution and perspectives

Manuel Cassiano Neves¹

O presente artigo debruça-se de forma sumária sobre a evolução histórica da produção de energia elétrica em regime ordinário em Portugal, sendo igualmente abordados os aspetos referentes aos contratos de longo prazo celebrados por estes produtores e os mecanismos que lhes sobrevieram por via da sua cessação antecipada. São também identificados alguns benefícios e encargos regulatórios subjacentes ao desenvolvimento da atividade de produção em regime ordinário.

Produção em Regime Ordinário * Contratos de Aquisição de Energia * Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual * Tarifa Social * Garantia de Potência

This article elaborates on the historic evolution of the electric generation within the ordinary regime, being also addressed aspects regarding the long terms agreements entered into by such electric generators and the costs of maintenance of contractual equilibrium, applicable after the early termination of the aforesaid long terms agreements. It also identifies some benefits and regulatory burden applicable to the development of the electric generation under the ordinary regime.

Electric Generation under the Ordinary Regime * Power Purchase Agreements * Costs of Maintenance of Contractual Equilibrium * Social Tariff * Power Guarantee Mechanism

¹ Advogado sénior da Garrigues; Avenida da República 25 – 1.º, 1050-182 Lisboa -
manuel.cassiano.neves@garrigues.com

INDICE: 1. Introdução e razão de ordem; 2. Fases da evolução da produção de energia em regime ordinário: 2.1. A regulação do Estado Novo; 2.2. A revolução de 1974 e a nacionalização da produção; 2.3. A progressiva liberalização do sector: 2.3.1. Os contratos de aquisição de energia (CAE); 2.3.2. Os custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC); 2.4. A fase de separação das atividades e a estabilização do setor; 2.5. O regime atual: Quadro geral e particularidades: 2.5.1. Os encargos sobre a produção e a tarifa social; 2.5.2. Os benefícios: 2.5.2.1. A garantia de potência; 2.5.2.2. Os serviços de sistema (teleregulação); 3. Nota conclusiva

1. Introdução e Razão de Ordem

A produção de eletricidade em regime ordinário consiste numa atividade em particular da cadeia de valor do setor elétrico, atividade essa que reveste uma importância histórica na construção do mercado elétrico português.

Com efeito, não obstante a qualificação legal de produção em regime ordinário apenas existir entre nós desde 2006, aquando da transposição do segundo pacote de diretivas de criação do mercado interno de energia², a verdade é que a mesma assumiu desde o início da eletrificação do país e do desenvolvimento da capacidade instalada em Portugal um papel de extrema importância, que ainda hoje tem efeitos materialmente relevantes no abastecimento energético do país e na regulação económica do setor elétrico.

Parece-nos, assim, dever destacar, ao principiar este texto, os principais regimes jurídicos que foram regulando, ao longo dos tempos, a atividade de produção de energia elétrica no nosso país, para que possamos ter um termo de comparação e apreender a evolução do setor elétrico no que diz respeito à atividade de produção de energia elétrica em geral.

Após este enquadramento histórico, entraremos no regime jurídico vigente atual, que se abordará com maior desenvolvimento, mais concretamente no que diz respeito ao procedimento administrativo de licenciamento da atividade de produção de energia elétrica em regime ordinário.

² No que ao setor elétrico diz respeito, a Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de junho de 2003, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 96/92/CE.

Passaremos depois a identificar alguns benefícios adicionais (dizemos adicionais porque acrescem ao preço de venda da energia por si produzida³) de que a produção em regime ordinário continua a beneficiar, assim como alguns encargos desta atividade, que foram sendo criados por decisões de política energética dos sucessivos governos.

Finalizaremos este artigo com uma breve nota conclusiva, aproveitando-se para indicar alguns dados referentes à produção de energia elétrica em Portugal.

2. Fases da Evolução da Produção em Regime Ordinário

2.1. A Regulação do Estado Novo

Ainda que o primeiro diploma a versar sobre a organização do setor elétrico em Portugal date de 1911⁴, começaremos pela chamada Lei de eletrificação do País – Lei n.º 2002, de 26 de dezembro de 1944, a qual veio aprovar as bases de desenvolvimento do setor elétrico em Portugal, cujo elemento de destaque reside na marcada intervenção do Estado Português neste setor particular da economia.

No que toca à produção de energia elétrica, a mesma assentaria fundamentalmente em fontes de origem hidráulica (barragens) e térmicas⁵, sendo que estas desempenhariam essencialmente funções de *back-up* da produção instalada. De acordo com este regime, o governo promoveria e auxiliaria a instalação de centrais produtoras de energia elétrica, de acordo com as seguintes necessidades:

- a) reorganização e fomento;
- b) eletrificação das linhas e caminhos de ferro;
- c) rega e outras aplicações de interesse agrícola;

³ Seja este formulado em regime de mercado ou estabilizado pelos contratos de longo prazo que foram celebrados ao longo dos tempos e sobre os quais nos debruçaremos mais adiante.

⁴ A este respeito, Susana TAVARES DA SILVA, no seu *Direito da Energia*, Coimbra, 2011, refere que “As primeiras normas relativas à indústria elétrica em Portugal constam da Lei da Organização dos Correios, Telégrafos, Telefones e Fiscalização das Indústrias Elétricas, de 24 de Maio de 1911, diploma que surge como o primeiro documento normativo oficial sobre a produção e fornecimento de energia elétrica no nosso país” — pp. 73-74.

⁵ Designam-se por centrais térmicas as instalações que produzem energia elétrica através de calor, por queima de combustíveis fósseis ou através da queima de biomassa. A produção processa-se através da queima destes combustíveis para a produção de vapor de água a grandes pressões, que por sua vez faz mover as turbinas que acionam os geradores de energia elétrica.

d) e, como não podia deixar de ser, consumo na iluminação, gastos domésticos e usos industriais.

A lei de eletrificação do país assume, evidentemente, uma maior preponderância da intervenção estadual no setor elétrico (intervenção pública na economia e nos setores estratégicos, como é o setor elétrico). Com efeito, estabelecia-se que o Estado pudesse participar no capital das empresas produtoras de energia, cujos aproveitamentos estivessem compreendidos no plano de eletrificação. Este regime previa também a possibilidade do Governo auxiliar a instalação de novas centrais através:

- a) da concessão de créditos; ou
- b) por via da isenção de direitos de importação sobre máquinas e equipamentos necessários ao funcionamento da instalação produtora, que não pudessem abastecer-se com a produção nacional.

De referir também que a lei contemplava um mecanismo substitutivo destes apoios governamentais. Com efeito, o Governo poderia promover a instalação de centrais de grande interesse público, que não pudessem ser implantadas em regime de comparticipação com privados (detenção de percentagem do capital social) ou através dos auxílios acima referidos.

Cumprir ainda aludir à possibilidade de o Governo determinar a paralisação definitiva ou temporária das centrais térmicas, sobretudo das que utilizassem combustíveis importados, quando fosse possível colocar energia de origem hidráulica nas suas barras ou centros de consumo em condições não mais onerosas.

De acordo com este regime, a atividade de produção era exercida em regime de concessão, sendo as instalações produtoras consideradas de utilidade pública. As concessões seriam atribuídas por decisão tomada em Conselho de Ministros, por um período máximo de 75 anos. Constituía obrigação das concessionárias de produção fornecer energia para tração, rega, indústrias eletroquímicas e eletrometalúrgicas.

No que diz respeito às tarifas de venda da energia em alta tensão, as mesmas eram fixadas pelo Governo para cada concessão atribuída de forma uniforme.

Previam-se também que o regime tarifário fosse revisto periodicamente por uma Comissão que proporia ao Governo as alterações que entendesse convenientes. Esta comissão seria constituída por representantes do Estado, das concessionárias, dos Municípios e dos consumidores.

2.2. A Revolução de 1974 e a nacionalização da produção

Após o 25 de abril de 74 foram transferidos para o Estado Português todos os serviços do setor elétrico, concentrando-se numa única empresa a totalidade da cadeia de valor do setor elétrico – a Eletricidade de Portugal, E.P. (“EDP”), criada pelo Decreto-Lei n.º 502/76, de 30 de junho. Neste sentido, o Decreto-Lei n.º 205-G/75, de 1 de abril, veio determinar a nacionalização de todas as empresas produtoras, tendo imposto a criação de uma única entidade jurídica resultante do processo de reestruturação das sociedades nacionalizadas (a EDP).

Em concretização deste monopólio estatal no setor elétrico, a Lei n.º 46/1977, de 8 de julho, vedou à iniciativa privada o acesso às atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica para consumo público (mantendo-se na esfera privada as instalações elétricas de serviço particular⁶).

Assim, desde 1975 até 1988, a atividade de produção elétrica ficou exclusivamente reservada ao Estado Português, sendo desenvolvida por uma empresa do setor empresarial do Estado, a EDP, que seria o incumbente por excelência do setor elétrico em Portugal (num regime de monopólio legal).

2.3.A Progressiva Liberalização do Setor

No final da década de 1980 e na primeira metade da década de 1990 foram dados os primeiros passos no que diz respeito ao retorno da iniciativa privada à produção de energia elétrica e à separação das diversas atividades do seio da EDP (ou seja, assistiu-se ao início da liberalização do setor).

⁶ Ainda hoje existem instalações elétricas de serviço público e instalações de serviço particular, todas elas licenciadas ao abrigo do Regime de Licenciamento das Instalações Elétricas, comumente designado por RLIE (aprovado pelo Decreto-Lei n.º 26.852, de 30 de junho de 1936) sendo que, neste caso e no que tange à produção, as instalações privadas são exploradas para proveito próprio.

Desde logo assume particular relevância o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, que voltou a autorizar o acesso de privados à atividade de produção de energia elétrica. De acordo com o artigo 1.º deste diploma legal,

“A actividade de produção de energia eléctrica pode ser exercida por pessoas singulares ou colectivas, de direito público ou privado, independentemente da forma jurídica que assumam, estando unicamente sujeita ao cumprimento das normas técnicas e de segurança previstas neste diploma, ou por ele admitidas, desde que:

a) O estabelecimento industrial de produção de energia, no seu conjunto, não ultrapasse a potência aparente instalada de 10000 (dez mil) kVA = 10MW de potência;

b) Sejam utilizados recursos renováveis, combustíveis nacionais ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, ou se trate de instalações de co-geração, estas últimas sem limite de potência”.

Posteriormente, o Decreto-Lei n.º 449/88, de 10 de dezembro, veio permitir, sem quaisquer restrições, o acesso à atividade de produção, transporte e distribuição de energia elétrica por sujeitos privados.

Nesta fase, assume também particular relevância o Decreto-Lei n.º 99/91, de 2 de fevereiro, que veio definir o regime jurídico de acesso a essas atividades. Apesar de, do ponto de vista material, o seu grau de execução não ter sido significativo – uma vez que os princípios de base de organização do setor elétrico apenas se materializaram com o importante pacote legislativo de 1995 –, a verdade é que este diploma introduziu importantes alterações na organização do sistema elétrico, em particular na atividade de produção de energia elétrica. Importa analisar tais mudanças, ainda que de forma abreviada.

Em nossa opinião e contrariamente ao que defendem alguns autores⁷, este regime jurídico chegou a produzir alguns efeitos materialmente relevantes com impactos no setor elétrico nacional como, por exemplo, a celebração de alguns contratos de vinculação de produtores ao Sistema Elétrico Público, que ainda hoje se mantêm em vigor⁸. Este regime veio, assim, criar as bases de um sistema elétrico público (doravante, SEP) e de um sistema elétrico independente. O SEP era constituído pela concessão de exploração da Rede Nacional de Transporte

⁷ Neste sentido, vide Susana Tavares da Silva, *ob. cit.*, página 76.

⁸ O licenciamento das centrais e a posterior celebração dos dois contratos de aquisição de energia, que se mantêm em vigor, ocorreu antes da aprovação e entrada em vigor do pacote legislativo de 1995.

(doravante, RNT), assim como pelas instalações de produção de energia exploradas pelas entidades que, por via contratual, se vincularam ao SEP.

Ora, no caso particular da produção vinculada, temos dois elementos indispensáveis à aquisição deste estatuto: (1) a celebração de um contrato com o operador da RNT, através do qual os promotores se comprometem a entregar toda a energia contratualizada com o SEP; e (2) a necessária emissão, pela Direção-Geral de Energia e Geologia⁹ (doravante, DGEG), de uma licença de produção vinculada, cujo prazo de duração devia ser idêntico ao prazo de duração do contrato de vinculação (ao qual a lei atribuía um prazo de duração mínimo de 35 anos e um máximo de 75 anos). A competência para a emissão da licença de produção vinculada encontrava-se legalmente cometida ao Diretor Geral de Energia, que seria atribuída uma vez verificada a existência do contrato de vinculação com o operador da RNT, responsável pela gestão do SEP.

No que se refere ao sistema não vinculado, as licenças de produção seriam atribuídas às entidades que pretendessem exercer a atividade de produção para uso próprio ou de terceiros, em claro regime de concorrência (isto é, podiam consumir a energia que produzissem ou vendiam-na em regime de mercado).

Em caso de extinção do contrato de vinculação ao SEP, opera a transformação automática *ope legis* da licença vinculada para não vinculada.

Os produtores vinculados pelo serviço público de abastecimento do SEP tinham especiais direitos que não assistiam aos produtores não vinculados, como:

- a) utilizar os bens do domínio público;
- b) constituir servidões;
- c) requerer a expropriação por utilidade pública de imóveis necessários ao desenvolvimento da sua atividade;
- d) vender a totalidade da energia contratada ao SEP (ou seja, a energia que tivesse sido contratualizada com o operador da RNT).

Este regime jurídico foi revogado pelo Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho, que integra o importante pacote legislativo de 1995, o qual estabelece os princípios gerais de organização do sistema elétrico nacional (doravante, SEN),

⁹ À data, Direção-Geral de Energia.

bem como do exercício das atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica. Deste pacote fazem parte, para além do Decreto-Lei n.º 182/95, os seguintes diplomas, todos do dia 27 de julho:

- a) Decreto-Lei n.º 183/95, que disciplina o regime jurídico da produção de energia elétrica;
- b) Decreto-Lei n.º 184/95, que regula a atividade de distribuição de energia elétrica;
- c) Decreto-Lei n.º 185/95, que regula o transporte de energia elétrica;
- d) Decreto-Lei n.º 186/95, relativo ao regime jurídico da cogeração;
- e) Decreto-Lei n.º 187/95, que cria a Entidade Reguladora do Sector Elétrico;
- f) Decreto-Lei n.º 188/95 que cria a Entidade de Planeamento do Sistema Electroprodutor (responsável pela gestão do encontro entre a oferta e a procura, gerindo as necessidades de aprovisionamento do país).

Saliente-se que este diploma apresenta algumas semelhanças com o anterior regime jurídico (previsto no Decreto-Lei n.º 99/91). Com efeito, manteve-se a divisão entre SEP e Sistema Elétrico Independente remetendo-se, porém, para diploma específico a regulação da atividade de produção no âmbito do SEP e do Sistema Elétrico Independente.

No que diz respeito ao Sistema Independente, este compreendia:

- 1) Sistema Elétrico Não Vinculado;
- 2) Produção em aproveitamentos hidroelétricos até 10MVA;
- 3) Produção a partir de fontes renováveis, com exceção da hidráulica;
- 4) Produção em instalações de cogeração.

Todos os restantes produtores e tipos de produção poderiam integrar o SEP.

Tal como no regime de 1991, permanece a divisão entre produtores vinculados e não vinculados. Os produtores vinculados seriam as entidades titulares de licenças de produção vinculadas, devendo ser titulares de contratos de vinculação de longo prazo com o operador da RNT (a REN – Rede-Elétrica Nacional, S.A., doravante, REN Elétrica), assumindo o compromisso de entregar toda a energia produzida ao SEN. No que tange à remuneração da energia produzida e entregue ao SEP, a mesma resulta da aplicação de um sistema misto, baseado em preços de

natureza essencialmente fixa e em preço variáveis, refletindo, respetivamente, encargos de potência e encargos de produção.

Também no que se refere ao prazo de duração, a lei apenas referia que os mesmos não deviam ser inferiores a quinze anos, estabelecendo, portanto e apenas, um limite temporal mínimo¹⁰. Quanto à extinção destes contratos de vinculação, ela poderia ocorrer:

- a) por decurso do prazo de duração;
- b) na sequência de revogação da licença de produção vinculada;
- c) nos termos do plano de exploração aprovado (note-se que este plano é acionado diretamente pela DGEG, conferindo no entanto ao titular da exploração o direito a uma indemnização, calculada com base no valor dos meios financeiros líquidos que o contrato geraria se fosse integralmente cumprido. Este regime revela-se gravoso, porque implica o pagamento de todos os montantes que os produtores teriam direito a receber por todo o período de vigência do contrato, ainda que calculados numa base líquida).

Estes contratos de vinculação são mais conhecidos por Contratos de Aquisição de Energia – comumente designados pela sigla CAE ou, na lógica anglo-saxónica pela sigla PPA (*Power Purchase Agreements*)¹¹. Convém, neste ponto, fazer um breve enquadramento da figura dos CAE e do mecanismo de manutenção do seu equilíbrio contratual aprovado em 2004 como instrumento que permitiu a cessação antecipada destes contratos.

2.3.1. Os Contratos de Aquisição de Energia (CAE)

Ao abrigo dos regimes identificados no ponto anterior (note-se que nos referimos a regimes porque alguns CAE foram celebrados ainda durante a vigência do Decreto-Lei n.º 99/91), foram celebrados cerca de quarenta contratos de aquisição

¹⁰ Enquanto que o pretérito regime de 1991 determinava um prazo mínimo maior (35 anos) e um prazo máximo (75 anos) de duração destes contratos.

¹¹ A alusão à lógica anglo-saxónica deve-se ao facto de alguns destes contratos terem sido celebrados em língua inglesa, no que constituiu, cremos, uma imposição dos sindicatos bancários que financiaram a construção de algumas centrais produtoras de energia instaladas na altura.

de energia com o operador da RNT – nalguns casos ainda com a EDP e, posteriormente com a REN Elétrica)¹².

Os CAE traduzem, assim, o compromisso de vinculação ao SEP a longo prazo, designadamente de entregar toda a energia produzida ao SEP e alocar a totalidade da sua capacidade produtiva ao SEP. Tais contratos foram, em nossa opinião, o melhor meio que o Governo então concebeu para impulsionar a produção nacional de energia elétrica com apelo à iniciativa e a capitais privados ainda que vinculados a especiais obrigações de interesse público, de forma a reduzir a dependência energética exterior e garantir a segurança do abastecimento energético dos consumidores.

Este desiderato resulta claro da exposição de motivos do Decreto-Lei n.º 99/91, mais concretamente na parte em que o legislador refere o seguinte:

“Considerando, todavia, a particular natureza da energia eléctrica como bem de indelével interesse público, não pode o governo alhear-se da imperiosa necessidade de garantir o seu abastecimento fora dos quadros da mera iniciativa dos privados (...) Nesta óptica, estabelece-se um sistema eléctrico de abastecimento público (SEP) constituído por um lado por uma Rede Nacional de Energia Elétrica, explorada em regime de concessão de serviço público, e que compreende a rede de transporte de energia eléctrica em alta e muito alta tensão, a rede de interligação e o despacho nacional e, por outro, por entidades que, em regime contratual, se vinculam ao sistema: a montante os produtores e a jusante os distribuidores”.

Por ser a entidade responsável pela gestão técnica do sistema, a lei determinou que a contraparte dos produtores nos CAE deveria ser a concessionária da RNT, a quem caberia fazer a gestão entre a produção de energia e as necessidades do mercado e promover o encontro de contas entre os beneficiários últimos destes contratos de fornecimento de energia (os consumidores) e os produtores.

Ao abrigo deste mecanismo, a concessionária da RNT paga aos produtores os valores a que estes têm direito ao abrigo dos CAE, na periodicidade que ali for prevista, procedendo depois à colocação dessa energia no mercado. O cálculo do montante da remuneração que os produtores com CAE têm direito a receber assenta em dois fatores cumulativos: por um lado, um encargo fixo, denominado

¹² Admitimos que alguns contratos tenham sido ainda celebrados com a EDP, tendo transitado posteriormente para a esfera jurídica da REN Elétrica, após o processo de separação dos bens e meios afetos à atividade de transporte de energia elétrica — entidade à qual foi cometida a concessão da RNT, tal como previsto no artigo 64.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho.

encargo de capacidade (“*Capacity Charge*”)¹³; e, por lado, um encargo variável, denominado tarifa de energia (*Energy Charge*)¹⁴.

Resumidamente, o operador da RNT compra aos produtores com CAE toda a energia por estes produzida e paga-lhes os montantes que estes têm direito a receber ao abrigo destes contratos, colocando depois essa mesma energia no mercado. Saliente-se que actualmente se aponta para a colocação dessa energia em mercado através de leilões virtuais, mercados organizados, contratação bilateral – ao passo que a versão original do Decreto-Lei n.º 172/2006 previa a venda dessa energia prioritariamente ao Comercializador de Último Recurso (doravante, CUR)¹⁵ e só então em mercado. A diferença entre os proveitos resultantes da venda dessa energia em mercado e os montantes pagos aos produtores deve ser liquidada pelos consumidores de eletricidade, por via da sua imputação tarifária (sobrecustos com os CAE)¹⁶.

Ao regulador incumbe criar as regras tarifárias que permitam a imputação às tarifas reguladas destes montantes, mais concretamente à tarifa de uso global do sistema e, em cada ano tarifário, fixar as tarifas reguladas, nelas repercutindo os encargos dos CAE. Neste sentido, veja-se o disposto no n.º 3 do artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, que determina o seguinte

“Compete à ERSE estabelecer as regras necessárias, no âmbito do Regulamento Tarifário, para repercutir na tarifa de uso global do sistema, ou noutra aplicável a todos os consumidores de energia elétrica, a diferença entre os encargos totais a pagar pela entidade concessionária da RNT, ou a entidade que a substituir para o efeito, e as receitas provenientes da venda da totalidade da energia elétrica adquirida no âmbito dos CAE em vigor (...)”.

¹³ Que remunera a afetação exclusiva da capacidade produtiva das centrais ao SEP.

¹⁴ Remunera a energia elétrica efetivamente produzida e injetada na RNT. Conforme referido este fator pode variar de com base na estrutura de custos que o promotor apresente em determinado momento, por exemplo, associado ao preço da fonte de energia primária utilizada para a produção de energia elétrica (custo de aquisição do gás natural ou do carvão).

¹⁵ Ou seja, a EDP Serviço Universal, S.A., entidade titular da licença de comercialização de último recurso, sujeita a obrigações de serviço universal. A EDP vende eletricidade aos consumidores finais, sendo a tarifa aplicável definida pela ERSE. Enquanto o preço da energia é fixado livremente entre os comercializadores em regime de mercado e os seus clientes, no CUR o preço de venda da energia é regulado, sendo fixado anualmente pela ERSE (tarifa CUR regulada).

¹⁶ É gerado um sobrecusto quando o produto da venda da energia em mercado é inferior aos montantes pagos aos produtores ao abrigo destes contratos.

Também o n.º 3 do artigo 61.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, é claro ao determinar que

“(...) incluem-se nos custos de interesse económico geral (...) a diferença entre os encargos totais com a aquisição e a receita da venda da energia elétrica adquirida ao abrigo dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) em vigor (...) a repercutir na tarifa de Uso Global do Sistema”.

Posteriormente, no seguimento da transposição do segundo pacote de diretivas comunitárias¹⁷ pelos Decretos-lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, e n.º 172/2006, de 23 de agosto, referentes ao mercado interno de energia, e da obrigação de separação jurídica e patrimonial da atividade de transporte de eletricidade da comercialização de energia, o operador da RNT teve de deixar de gerir os CAE em vigor, uma vez que esta atividade implicava comprar e vender energia elétrica, atividades que integram o conceito jurídico de comercialização de energia¹⁸. Para cumprir com esta obrigação de separação da atividade de transporte da comercialização, A REN-Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (doravante, REN SGPS) constituiu a REN Trading, S.A. (doravante, REN Trading) para, no âmbito do Grupo REN, e entre outras atividades, assumir a gestão dos CAE ainda em vigor¹⁹.

Foi assim promovida a adesão da REN Trading aos CAEs em vigor, tendo esta empresa assumido, em regime de solidariedade com a REN Elétrica a responsabilidade pelo cumprimento das obrigações previstas nestes Contratos. É esta empresa que hoje, em substituição da concessionária da RNT²⁰, paga aos produtores, vende a energia comprada a estes em regime de mercado, e recebe da aplicação à generalidade dos consumidores da tarifa de uso global do sistema os

¹⁷ Sinteticamente sobre os pacotes legislativos energéticos da União Europeia, Susana TAVARES DA SILVA, *Direito da Energia...*, cit., pp. 33 segs.

¹⁸ “*Compra e venda de eletricidade a clientes, incluindo a revenda*”, conforme definido na alínea i) do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 29/2006.

¹⁹ Não obstante a REN Trading integrar o mesmo grupo empresarial que o operador da RNT (são ambos detidos integralmente pela REN SGPS), foi ainda assim possível promover a certificação da REN Elétrica como operador da RNT, cumpridas que foram as condições de separação entre a REN Trading e a REN Elétrica — conforme previsto na “*Decisão sobre a verificação do cumprimento das condições de certificação do ORT da RNT e do ORT da RNTGN*”, que pode ser consultada na página da ERSE.

²⁰ Razão pela qual se fez menção, no n.º 3 do artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, à entidade que vier a substituir o operador da RNT na gestão destes contratos.

montantes que não conseguiu recuperar com a venda dessa energia em mercado (proveitos permitidos da atividade da REN Trading).

2.3.2. Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).

Avançamos agora até 2004, mais concretamente para o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro²¹. Tendo presente os princípios estabelecidos no Protocolo de Colaboração e no Acordo para a Constituição de um Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), celebrados entre Portugal e Espanha, respetivamente em 14 de Novembro de 2001 e 20 de Janeiro de 2004, e no acordo celebrado em 1 de Outubro de 2004, no âmbito da Cimeira Luso-Espanhola realizada em Santiago de Compostela, houve necessidade de promover a cessação antecipada dos CAE, substituindo-os por um mecanismo que promovesse a colocação em mercado dessa mesma energia (deixando de ser comprada diretamente pelo operador da RNT).

Com efeito, perante o compromisso dos governos português e espanhol de criar as bases essenciais à formação de um mercado ibérico, tornou-se necessário estabelecer regras comuns que pudessem fomentar a criação de um novo modelo que permitisse a venda da energia elétrica produzida de forma concorrencial. Assim, após a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de agosto, foi necessário proceder à cessação antecipada dos CAE, dado que os mesmos seriam incompatíveis com os princípios da concorrência e das normas de integração europeia e ibérica (MIBEL). Os CAE foram, destarte, substituídos por um mecanismo que compensasse os produtores pela sua cessação antecipada – designado Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual, mais conhecidos pela sigla CMEC.

Neste novo contexto, os produtores passaram a vender toda a energia produzida em mercado. Caso o valor de mercado não chegasse ao valor que estes receberiam ao abrigo dos CAE cessados, criar-se-ia então um ajustamento positivo que seria

²¹ Que estabeleceu as disposições aplicáveis à cessação antecipada dos CAE celebrados ao abrigo do artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, entre a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica (RNT) e as entidades titulares de licenças vinculadas de produção de energia elétrica que abastecem o Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP).

repercutido nas tarifas do setor elétrico, mais concretamente na tarifa de uso global do sistema (sobrecustos dos CMEC), recuperados pelo operador da RNT e entregues por este aos produtores. Em contrapartida, caso o preço da energia fosse superior àquele a que teriam direito ao abrigo do CAE, dar-se-ia um ajustamento negativo, devendo os produtores devolver ao operador da RNT essa diferença ou promovendo-se a compensação com os montantes que tivessem a receber das tarifas reguladas dos anos seguintes.

Dos trinta e nove CAE cujos acordos de cessação foram alcançados por volta de 2007, existem dois que ainda hoje se mantêm em vigor, pelo facto de os seus titulares não terem aceitado cessar antecipadamente o seu contrato de vinculação²². Referimo-nos (i) à central termoelétrica do Pego, que produz energia elétrica através da queima de carvão, explorada pela Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia Elétrica, S.A.²³, com uma potência instalada de 630MW; e (ii) à central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro explorada pela Turbogás – Produtora de Energia Elétrica, S.A.²⁴, com uma potência instalada de 990MW.

A gestão e cálculos dos montantes que os produtores têm direito a receber ao abrigo do mecanismo CMEC é feita pela REN Elétrica, enquanto entidade encarregada da gestão global do sistema.

2.4. A Fase de Separação das Atividades e a Estabilização do Setor

Regressando à evolução histórica da produção de energia em Portugal, entramos agora na fase de concretização da separação jurídica das atividades e de aprofundamento da liberalização da produção de energia elétrica, que se dá com a transposição do 2.º pacote de diretivas comunitárias de criação do mercado interno de energia – no que diz respeito à eletricidade, trata-se da Diretiva

²² Possivelmente, sendo esta uma mera suposição nossa, por imposição do sindicato bancário que terá financiado a construção destas duas centrais produtoras. Isto porque a cessação dos CAE configuraria certamente uma alteração substancial das condições subjacentes ao financiamento e que tipicamente carece de consentimento prévio, sob pena de implicar o cumprimento antecipado das obrigações assumidas por estes produtores perante as instituições financeiras.

²³ Cujos acionistas são a (i) Trustenergie (56,25%), Joint-Venture constituída pela Engie (França) e a Japonesa Marubeni (que entrou recentemente no capital social da Galp Gás Natural mediante a aquisição de uma participação de 22,5%) e (ii) a Endesa (Espanha) – 43,75%.

²⁴ Detida a 100% pela Trustenergie.

2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, transposta, pelos Decreto-Lei n.º 29/2006 e Decreto-Lei n.º 172/2006.

São estes diplomas que pela primeira vez dividem a produção em dois regimes distintos: (i) a produção em regime ordinário e (ii) produção em regime especial. De acordo com o artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 29/2006,

“considera-se produção em regime ordinário a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis, ou à produção combinada de calor e eletricidade”.

Por seu turno, cabe no conceito de produção em regime especial,

“(...) a atividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adoção de políticas destinadas a incentivar a produção de eletricidade, através de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e eletricidade”²⁵.

A produção em regime ordinário foi, assim, definida por exclusão. Toda a produção que não estivesse abrangida por um regime jurídico especial com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis ficaria abrangida pelo regime ordinário.

Uma das principais diferenças da produção em regime ordinário para a produção em regime especial está na remuneração associada. Enquanto a produção em regime ordinário deixou de estar abrangida por um qualquer regime de beneficiação garantida, devendo os produtores vender a energia produzida em regime de mercado, a produção em regime especial poderia continuar a beneficiar de *feed-in tariffs*. Assim, nos termos da lei, os produtores de eletricidade em regime ordinário passam a vender a eletricidade produzida através das seguintes modalidades:

- a) celebração de contratos bilaterais com clientes finais (os clientes finais, para poderem adquirir energia diretamente aos produtores, teriam de se constituir como agentes de mercado junto da ERSE e do Gestor Global do Sistema, de maneira a serem elegíveis para a celebração dos contratos de uso das redes, necessários à condução da energia produzida nas centrais às instalações destes clientes) e com comercializadores;

²⁵ Cfr. o artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006.

b) participação em mercados organizados.

Por seu turno, o Decreto-Lei n.º 172/2006 veio densificar o procedimento administrativo de licenciamento da atividade de produção em regime ordinário e determinar as condições aplicáveis ao seu exercício. De acordo com o seu artigo 4.º, o exercício da atividade de produção em regime ordinário é livre, ficando sujeito à obtenção de uma licença de produção a atribuir pela entidade licenciadora, após solicitação do interessado. Esta atividade é exercida em regime de livre concorrência. A licença de produção integra a licença de estabelecimento prevista no Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas, que titula a fase de construção do centro electroprodutor de acordo com um projeto aprovado. A licença de exploração seria emitida após verificação, em vistoria, da conformidade com os termos da respetiva licença de produção com as normas legais e regulamentos em vigor.

2.5.Regime Atual: Quadro Geral e Particularidades

O regime atual que disciplina a atividade de produção de energia elétrica em Portugal decorre das últimas alterações legislativas promovidas aos Decretos-Lei n.º 29/2006 e n.º 172/2006. Referimo-nos ao Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, que alterou e republicou o Decreto-Lei n.º 29/2006, e ao Decreto-Lei n.º 215-B/2012, também de 8 de outubro, que alterou e republicou o Decreto-Lei n.º 172/2006. Estes diplomas completaram a transposição do 3.º pacote de diretivas do mercado interno de energia, mais concretamente a Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009.

No que diz respeito à produção de energia elétrica, surgiram algumas alterações relevantes, que indicaremos de seguida. Também por ser o regime jurídico vigente, procuraremos enunciar de forma mais pormenorizada as fases do regime de licenciamento da atividade de produção em regime ordinário, assim como algumas regras sobre o seu exercício.

De acordo com o previsto no n.º 1 do artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, considera-se produção em regime ordinário, *“a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial”*. Não obstante, o n.º 2 deste

artigo refere que o disposto no n.º 1 não prejudica a inclusão no regime ordinário dos centros eletroprodutores:

a) relativamente aos quais ainda produzam efeitos os contratos de aquisição de energia celebrados ao abrigo do disposto no Decreto-Lei n.º 183/95;

b) que beneficiem de compensação pecuniária correspondente aos custos para manutenção do equilíbrio contratual – como vimos anteriormente, centrais que cessaram antecipadamente o seu CAE e que se encontram ainda abrangidas por este regime de beneficiação;

c) que beneficiem de incentivo à garantia de potência – ponto que trataremos mais adiante.

A produção em regime ordinário é, assim, definida por exclusão. Em rigor, toda a produção que, por via da sua tecnologia ou pelo tipo de utilização de fontes de energia primária, não estivesse abrangida por um regime especial – com as exceções que acima mencionámos – ficaria integrada no regime ordinário.

Neste sentido, para apreender o que pode caber hoje no conceito de produção em regime ordinário devemos atender à definição de produção em regime especial, sendo que tudo o que não couber na mesma fica enquadrado no regime ordinário. Nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006

“Considera-se produção em regime especial a atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a miniprodução e a produção sem injeção de potência na rede, bem como a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime especial”.

Tal significa que, no *mix* energético da produção instalada que temos hoje em Portugal, integram o conceito de produção em regime ordinário fundamentalmente as centrais termoelétricas que produzem energia elétrica através da queima de fontes de energia primária de origem fóssil – carvão, gás natural, petróleo -, assim como as grandes hídricas.

No que diz respeito à venda de energia, a produção de energia em regime ordinário manteve-se sem qualquer tipo de beneficiação²⁶, não existindo direito à venda de toda a energia produzida mediante o pagamento de uma tarifa garantida por um determinado período de tempo. É igualmente de assinalar que deixou de haver projetos de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis com tarifa garantida. Ora, a menos que exista um impulso do Estado mediante o lançamento de um procedimento pré-contratual público, todos os projetos de renováveis são executados sem tarifa garantida — e a verdade é que eles começam a surgir²⁷.

A propósito do regime de venda de energia e no que à produção em regime ordinário diz respeito, prevê-se na versão atual do Decreto-Lei n.º 29/2006 que os produtores em regime ordinário podem vender a sua energia através das seguintes modalidades de relacionamento comercial:

- a) contratos bilaterais com clientes finais, comercializadores²⁸;
- b) contratos bilaterais com a entidade responsável pela gestão dos CAE. Tal significa que a lei autoriza os produtores em regime ordinário a vender a sua energia à REN Trading ao preço que for acordado entre as partes;
- c) participação em mercados organizados²⁹.

Manteve-se também a possibilidade de os produtores em regime ordinário fornecerem serviços de sistema, através da celebração de contratos com o gestor global do sistema – o operador da RNT.

²⁶ Com exceção, evidentemente, dos CAE que se mantêm em vigor.

²⁷ Foi anunciada para Ourique a construção da maior central solar da Europa a operar em regime de mercado, com cerca de 300MW de potência instalada.

²⁸ Alguns destes projetos, para fazerem economicamente sentido, dependem da celebração de contratos de longo prazo de venda de energia. Tais contratos podem ser benéficos para as duas partes (vendedor e comprador): os produtores conseguem garantir o escoamento de quantidades de energia e os clientes finais conseguem estabilizar, por um período de tempo longo, o preço da energia elétrica, reduzindo o risco de exposição à volatilidade do mercado de compra e venda de eletricidade.

²⁹ Mercados geridos por entidades devidamente autorizadas para o efeito, correspondendo no essencial a bolsas de encontro entre a oferta e procura. No mercado de eletricidade, existe o mercado diário, o mercado a prazo e o mercado intradiário, cujas definições podemos encontrar no artigo 156.º do Regulamento das Relações Comerciais do Setor Elétrico – Regulamento n.º 561/2014, publicado na 2.ª série do Diário da República n.º 246/2014, de 22 de dezembro, e que foi recentemente alterado e republicado pelo Regulamento n.º 1/2017, aprovado pelo Conselho de Administração da ERSE no dia 23 de novembro de 2017 — disponível para consulta em www.erse.pt.

Passando agora ao Decreto-Lei n.º 172/2006, veremos como este densifica, na secção I do seu Capítulo II, de forma exhaustiva, a produção em regime ordinário (descrevendo o procedimento administrativo de licenciamento da atividade e enunciando os direitos e obrigações a que ficam sujeitos este tipo de produtores).

A principal alteração introduzida por este diploma reside no desaparecimento da licença de estabelecimento, passando a exigir-se apenas uma licença de produção a qual, para além de ser o título que habilita a prossecução da atividade de produção de energia elétrica, legitima a fase de construção das instalações elétricas que integram o centro eletroprodutor³⁰. De acordo com o previsto no artigo 6.º do DL 172/2006, são critérios gerais de atribuição da licença de produção:

a) o impacto do centro electroprodutor nos custos económicos do SEN (desde logo com as necessidades de reforço de rede para rececionar a energia produzida – convirá não esquecer que todos estes projetos estão ligados à rede de muito alta e alta tensão – RNT ou, em casos menos frequentes, à rede de alta e média tensão RND);

b) o contributo do pedido para a concretização dos objetivos de política energética, em especial no âmbito a promoção da segurança do abastecimento, tendo em vista a diversificação das fontes primárias de energia;

c) o contributo do pedido para a concretização dos objetivos da política ambiental, nomeadamente os decorrentes do protocolo de Quioto³¹ e o controlo de emissão de substâncias acidificantes;

d) o contributo do pedido para o desenvolvimento local e para a captação de riqueza para a área de instalação do centro electroprodutor;

e) a quota de capacidade de produção de eletricidade detida pelo interessado, em 31 de dezembro do ano anterior ao da apresentação do pedido, no âmbito do mercado ibérico de eletricidade, a qual não pode ser superior a 40 %;

f) a existência de condições de ligação à rede pública adequadas à gestão da sua capacidade de receção de eletricidade³²;

³⁰ Antes da entrada em exploração deve ser emitida uma licença de exploração, após vistoria, que passa a integrar a licença de produção.

³¹ Caducado e hoje substituído pelo Acordo de Paris, que não dita metas mas remete para as contribuições determinadas nacionais a vinculação de cada Estado parte a objectivos de redução das emissões de gases de efeito de estufa.

g) as tecnologias de produção, tendo em conta a sua contribuição para os objetivos da política ambiental e para a flexibilidade da operação do sistema elétrico;

h) A fiabilidade e a segurança da rede elétrica, das instalações e do equipamento associado, nos termos previstos no Regulamento da Rede de Transporte e no Regulamento da Rede de Distribuição;

i) O cumprimento da regulamentação aplicável à ocupação do solo e à localização, à utilização do domínio público e à proteção da saúde pública e da segurança das populações;

j) As características específicas do requerente, designadamente a sua capacidade técnica, económica e financeira.

Todos estes elementos correspondem aos critérios sobre os quais incidirá a análise e avaliação de um pedido de atribuição de uma licença de produção em regime ordinário.

A competência para atribuição da licença de produção (alteração e revogação) depende da capacidade máxima instalada do centro electroprodutor. Com efeito, caso tenha uma capacidade superior a 10MW, então a competência será do membro do Governo responsável pela área da energia. Se for inferior, a competência já recai sobre o Diretor-Geral de Energia e Geologia.

Não obstante, cumpre referir que cabe à DGEG a condução dos procedimentos de atribuição de todas as licenças de produção, submetendo-as a decisão final do membro do Governo responsável pela área da energia quando for o caso. Tal significa que mesmo quando a decisão de atribuição da licença de produção seja da competência do Governo, todo o processo administrativo deve decorrer junto da DGEG, que enviará todo o processo, devidamente instruído, ao Governo para decisão final do membro responsável pela área da energia.

No que tange o procedimento de atribuição da licença de produção propriamente dito, este vem previsto nos artigos 8.º e seguintes do Decreto-Lei n.º

³² Nos termos legais verifica-se inadequação à gestão da capacidade de receção da rede pública quando a potência a injetar exceda a capacidade total no ponto de receção ou possa afetar a segurança e fiabilidade da rede de serviço público, de acordo com a indicação do respetivo operador de rede, tendo em conta os compromissos de ligação já existentes e os instrumentos de planeamento referidos nos artigos 36.º e 40.º do Decreto-Lei n.º 172/2006 (PDIRT e PDIRD).

172/2006. Cumpre desde logo referir que a lei prevê um período para os pedidos que contemplem a exploração de centros produtores que usem a rede pública – primeira quinzena (1 a 15) dos meses de janeiro, maio e setembro.

O procedimento para atribuição de licença de produção inicia-se com a apresentação, pelo interessado, de um pedido dirigido à entidade licenciadora, devidamente instruído com os seguintes elementos:

- a) Identificação completa do requerente;
- b) Declaração, sob compromisso de honra, do requerente de que tem regularizada a sua situação relativamente a contribuições para a segurança social, bem como a sua situação fiscal;
- c) Projeto do centro electroprodutor e os demais elementos estabelecidos no anexo I do presente decreto-lei, que dele faz parte integrante;
- d) Informação sobre a existência de capacidade de receção e as condições de ligação à rede, emitida há menos de oito meses para os efeitos específicos do presente artigo, pelo operador da rede a que o requerente se pretenda ligar;
- e) Cronograma das ações necessárias para a instalação do centro electroprodutor, incluindo a indicação do prazo de entrada em exploração;
- f) Declaração de impacte ambiental (DIA) favorável ou condicionalmente favorável e parecer de conformidade com a DIA, quando exigíveis nos termos do respetivo regime jurídico ou, se for o caso, comprovativo de se ter produzido ato tácito favorável conforme o previsto no mesmo regime jurídico;
- g) Licença ambiental, quando exigível, nos termos do respetivo regime jurídico;
- h) Requerimento de emissão de título de emissão de gases com efeito de estufa ou decisão de exclusão temporária do regime de comércio de emissões, quando um deles seja exigível, nos termos do regime jurídico aplicável, e comprovativo de receção do referido requerimento emitido pela entidade licenciadora competente;
- i) Prova do cumprimento da obrigação de notificação e cópia do relatório de segurança, nos termos do Decreto-Lei n.º 150/2015, de 15 de agosto, quando exigíveis;

- j) Parecer favorável sobre a localização do centro electroprodutor emitido pela comissão de coordenação e desenvolvimento regional territorialmente competente, quando o projeto não esteja sujeito ao regime jurídico de avaliação de impacte ambiental;
- l) Perfil da empresa requerente, dos sócios ou acionistas e das percentagens do capital social detido, quando igual ou superior a 5%, elementos demonstrativos da capacidade técnica, económico-financeira e experiência de que dispõe para assegurar a realização do projeto, bem como o cumprimento das obrigações legais e regulamentares e as derivadas da licença;
- m) Informação detalhada e elucidativa da quota de capacidade de produção de eletricidade detida pelo requerente.

No prazo máximo de 20 dias, a entidade licenciadora verifica a conformidade do pedido e, se for caso disso, solicita ao requerente elementos em falta complementares, a juntar no prazo de 10 dias. A falta de apresentação dos elementos adicionais solicitados importa o indeferimento do pedido de emissão da licença de produção.

Conforme referido, um dos elementos que deve instruir o pedido de emissão de licença de produção é a Declaração de Impacte Ambiental favorável ou condicionalmente favorável. É, assim, indispensável perceber quais os projetos de geração de energia que se encontram sujeitos ao procedimento de avaliação de impacte ambiental, que são os seguintes:

- Centrais térmicas e outras instalações de combustão com uma potência calorífica de pelo menos 300 MW (Anexo I do Decreto-Lei n.º 151-B/2013, 31 de outubro³³);
- Barragens e outras instalações concebidas para retenção ou armazenagem permanente de água em que um novo volume ou um volume adicional de água retida ou armazenada seja superior a 10 milhões de m³ (Anexo I do Decreto-Lei n.º 151-B/2013);
- Instalações industriais destinadas à produção de energia elétrica, de vapor e de água quente (não incluídos no anexo I): obrigatória se a potência instalada

³³ Com última alteração pelo Decreto-Lei n.º 152-B/2017, de 11 de dezembro.

for igual ou superior a 50MW; se se situar em áreas sensíveis, caso a potência instalada seja igual ou superior a 20MW. Adicionalmente, em áreas sensíveis, todos os projetos que forem inferiores a este limiar serão objeto de análise caso a caso (Anexo II do mencionado diploma legal);

- Instalações para a produção de energia hidroelétrica: obrigatória se a potência instalada for igual ou superior a 20MW (Anexo II do DL 151-B/2013, de 31/10).

No que diz respeito à licença ambiental³⁴, a mesma é exigível a centros eletroprodutores que promovem a queima de combustíveis em instalações com uma potência térmica nominal total igual ou superior a 50 MW.

Regressando ao pedido de emissão da licença de produção, estando este devidamente preenchido, compete à DGEG:

- a) emitir as guias para pagamento da taxa de licenciamento;
- b) ordenar ao requerente que promova a publicação de éditos elaborados pela DGEG quando o projeto não esteja sujeito a procedimento de avaliação de impacte ambiental em conformidade com o respetivo regime jurídico;
- c) Enviar cópia do processo às entidades a consultar para efeitos de emissão de informação. Uma das entidades que a DGEG deve chamar a pronunciar-se sobre o pedido é o operador da rede pública a que se ligará o centro electroprodutor.

Nos termos do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, concluída a instrução do procedimento, a entidade licenciadora profere decisão ou projeto de decisão do pedido no prazo de 30 dias, tendo em conta os critérios estabelecidos no artigo 6.º do mesmo diploma legal, que já mencionámos anteriormente. Em caso de decisão favorável ou condicionalmente favorável, considera-se atribuída a licença de produção, sendo que, em caso de indeferimento, o requerente deve ser informado

³⁴ Prevista no Decreto-Lei n.º 127/2013, de 30 de agosto, que estabelece o regime de emissões industriais aplicável à prevenção e ao controlo integrados da poluição, bem como as regras destinadas a evitar e ou reduzir as emissões para o ar, a água e o solo e a produção de resíduos.

das razões determinantes da decisão, as quais devem ser objetivas e não discriminatórias.

Atribuída a licença de produção, a mesma é constitutiva de direitos, que se mantém durante toda a sua vigência, assim como de deveres. De entre esses direitos, destacamos o de estabelecer e explorar o centro electroprodutor e de vender energia elétrica nas formas legalmente previstas e já referidas anteriormente. Quanto aos deveres, destacamos dois:

a) a entrega de caução à ordem da entidade licenciadora, no prazo de trinta dias a contar da data de emissão da licença de produção, no valor de 2% do investimento a realizar;

b) o dever de iniciar a exploração no prazo previsto na licença de produção, que não pode exceder 3 anos a contar da data da atribuição desta (prazo este que pode ser prorrogado por períodos de um ano até um máximo de três anos). Tal significa que, no máximo, deve iniciar-se a exploração num prazo de seis anos;

Ainda com relevância para a emissão de licença de produção, deve salientar-se que, se no momento da verificação do preenchimento dos requisitos necessários à emissão da mesma resultar uma situação de concorrência entre dois ou mais pedidos (mesma localização geográfica, mesmo ponto de rede ou capacidade existente, por exemplo), a entidade licenciadora procede à seleção destes com base nos seguintes critérios:

- a) do nível de harmonização com as indicações constantes do PDIRT ou do PDIRD;
- b) quando não for possível distinguir os pedidos com base nesse critério, deve utilizar-se o da quota de capacidade de produção do requerente;
- c) e se não for possível pelo critério da quota, a escolha faz-se mediante oferta por carta fechada (em valor monetário), conforme o disposto nos artigos 13.º e seguintes do Decreto-Lei n.º 172/2006.

Cumpre ainda salientar que a lei determina critérios para a repartição dos encargos com os investimentos que tenham de realizar-se para concretização do projeto de produção de energia elétrica. Com efeito, os custos com o reforço da rede para receber a energia produzida no centro electroprodutor são suportados

pelas concessionárias e recuperados por estas através da sua imputação tarifária pela ERSE (na tarifa de uso da rede em questão). Já no que toca aos custos com a linha de ligação do centro electroprodutor até à interligação com a rede eléctrica de serviço público (regra geral, uma subestação eléctrica), estes são suportados pelos produtores. Em caso de antecipação do reforço da rede, a pedido do promotor, este paga os encargos decorrentes dessa antecipação junto do operador da rede, o qual define o seu valor.

Por fim, uma última nota sobre a extinção da licença de produção, que opera por caducidade ou revogação. Quanto à caducidade, a mesma ocorre:

- a) Quando o seu titular não apresentar a caução, nos termos e prazos estabelecidos (como vimos, trinta dias após a emissão da licença de produção);
- b) Quando o seu titular não iniciar a exploração do centro eletroprodutor dentro do prazo estabelecido na licença de produção ou de uma prorrogação do referido prazo (e tal implica a perda da caução);
- c) Em caso de emissão de nova licença de produção para o centro electroprodutor;
- d) Quando o seu titular renuncie à licença, mediante declaração escrita dirigida à entidade licenciadora, com uma antecedência não inferior a seis meses relativamente à data pretendida para a extinção produzir efeitos, salvo se aquela entidade consentir expressamente num prazo diferente;
- e) Em caso de dissolução, cessação da atividade ou aprovação da liquidação da sociedade em processo de insolvência e recuperação de empresas.

Quanto à revogação, a mesma pode sobrevir nos seguintes casos:

- a) Quando o seu titular faltar ao cumprimento dos deveres relativos ao exercício da atividade, nos termos da lei e da respetiva licença;
- b) Quando o seu titular não cumprir as determinações impostas pela fiscalização técnica ao abrigo dos regulamentos em vigor;
- c) Quando o seu titular não constituir ou não manter atualizado o seguro de responsabilidade civil, exigido pelo artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 172/2006;

- d) Quando o seu titular não cumprir reiteradamente o envio à DGGE e à ERSE dos dados informativos sobre a energia produzida (mensais e um anual);
- e) Quando o seu titular abandonar as instalações afetas à produção de eletricidade ou interromper a atividade licenciada, em determinado ano, por um período seguido ou interpolado igual ou superior a seis meses, por razões não fundamentadas em motivos de ordem técnica;
- f) Quando o titular proceda a alterações substanciais do centro electroprodutor sem que as mesmas tenham sido objeto de licenciamento, nos termos do Decreto-Lei n.º 172/2006.

Em conclusão, enquanto que a caducidade ocorre por força da lei (*ope legis*), a revogação depende de um ato administrativo proferido pela entidade licenciadora, que não pode sobrevir sem que o produtor se pronuncie em sede de audiência prévia dos interessados.

Resta agora abordar, de forma breve, a licença de exploração, título sem o qual não pode iniciar-se o funcionamento do centro eletroprodutor. Esta licença fixa as condições de exploração do centro eletroprodutor e, conforme já referido, passa a integrar a licença de produção (a qual, como vimos, titula a atividade de produção desenvolvida no centro eletroprodutor).

Esta licença é emitida após pedido do titular da licença de produção e de uma vistoria de verificação de cumprimento das condições previstas na lei e regulamentos aplicáveis, assim como na licença de produção.

Após a vistoria é elaborado relatório, nomeadamente quanto à verificação de que a instalação se encontra em condições de iniciar exploração ou explicitando que medidas devam ser adoptadas pelo titular da licença de produção, assim como da procedência ou improcedência de reclamações que tenham sido feitas durante a vistoria. Adicionalmente, quando em vistoria anterior tenham sido impostas condições e fixado prazo para a sua realização, a DGEG realiza nova vistoria para verificação do seu cumprimento, podendo realizar-se mais uma e última vistoria, caso persista o incumprimento de medidas anteriormente impostas (com eventual caducidade da licença de produção).

O pedido de emissão da licença de exploração deve ser instruído com os seguintes elementos:

- a) Declaração subscrita pelos técnicos responsáveis pelo projeto e pela fiscalização da construção que ateste, sob compromisso de honra, que a instalação está concluída e que o centro eletroprodutor está preparado para operar de acordo com o projeto aprovado e em observância das condições integradas na decisão final de atribuição da respetiva licença de produção bem como, se for caso disso, que as alterações efetuadas estão em conformidade com as normas legais e regulamentares aplicáveis;
- b) Prova da celebração do seguro a que se refere o artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 172/2006;
- c) Quando exigíveis, declaração de aceitação do relatório de segurança, nos termos do Decreto-Lei n.º 150/2015³⁵, de 5 de agosto, e autorização ou licença de gestão de resíduos nos termos da legislação aplicável.

O pedido é liminarmente indeferido se não estiver instruído com os elementos *supra* mencionados. Estando o pedido devidamente instruído, o mesmo é objeto de decisão no prazo de vinte dias após a realização da vistoria, só podendo ser indeferido, após audiência prévia do requerente, com fundamento num dos seguintes motivos:

- a) desconformidade das instalações com os condicionamentos legais, regulamentares ou com as condições fixadas na licença de produção;
- b) indeferimento da licença ambiental, quando exigível;
- c) falta de título de emissão de gases com efeitos de estufa, quando exigível.

2.5.1. Os encargos sobre a produção e a tarifa social

Chegamos agora aos aspectos relativos aos encargos a suportar pelos produtores em regime ordinário, com origem em decisões de política energética. Sendo praticamente impossível abordá-los todos de forma cuidada, optámos por nos

³⁵ Que estabelece o regime de prevenção de acidentes graves que envolvem substâncias perigosas e de limitação das suas consequências para a saúde humana e para o ambiente, transpondo a Diretiva n.º 2012/18/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 4 de julho, relativa ao controlo dos perigos associados a acidentes graves que envolvem substâncias perigosas.

concentrar apenas num, não só por ser exclusivamente aplicável à produção em regime ordinário, mas também pelo facto de o seu regime assumir, pelas sucessivas alterações a quem tem sido sujeito — nomeadamente no que diz respeito ao alargamento do universo de beneficiários —, cada vez maior preponderância na estrutura de custos dos produtores em regime ordinário: a tarifa social do setor elétrico³⁶.

A tarifa social traduz um regime de beneficiação aos consumidores de energia, criado pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, que se encontrem em situação de carência socioeconómica, através da estabilidade da tarifa de uso das redes, a qual constitui parte importante da fatura dos consumidores de energia elétrica. Nos termos deste diploma, são considerados como clientes economicamente vulneráveis:

- a) os beneficiários do complemento solidário para idosos;
- b) os beneficiários do rendimento social de inserção;
- c) os beneficiários do subsídio de desemprego
- d) os beneficiários do abono de família;
- e) os beneficiários da pensão social de invalidez; e
- f) os beneficiários da pensão social de velhice.

Consideram-se ainda como clientes economicamente vulneráveis as pessoas singulares que, no universo de clientes de energia elétrica em baixa tensão normal³⁷, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social (calculado de acordo com o previsto na Portaria n.º 311-D/2011, de 27 de dezembro).

Cabe ainda neste conceito o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total anual seja igual ou inferior a €5.808,00, acrescido de 50% por

³⁶ Outro encargo dos produtores em regime ordinário é a Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (“CESE”), um tributo que, apesar do seu *nomen iuris*, tem sido aplicado desde 2014 e cujo regime jurídico foi inicialmente aprovado pelo artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2014. As regras de incidência subjetiva deste imposto abrangem os titulares de centros eletroprodutores com licença de exploração, assim como os centros com licença de produção emitidas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, que tenham sido considerados em sede de vistoria aptos para entrada em exploração.

³⁷ Tipo de tensão tipicamente associada a clientes domésticos.

cada elemento do agregado familiar que não aufera qualquer rendimento, num total máximo de 10.

Nº de elementos do agregado familiar sem rendimentos	0	1	2	3	4	5
Rendimento anual máximo elegível	5.808€	8.712€	11.616€	14.520€	17.424€	20.328€
Nº de elementos do agregado familiar sem rendimentos	6	7	8	9	>=10	
Rendimento anual máximo elegível	23.232€	26.136€	29.040€	31.944€	34.848€	

Fonte: www.edp.pt

O valor do desconto é fixado por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, sendo de atender ao Despacho n.º 11946-A/2016, de 6 de Outubro, que veio fixar o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de eletricidade, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2017, por cada cliente elegível, em 33,8%

O financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros eletroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro. Os custos são devidos à concessionária da RNT, sendo permitida a compensação entre estes montantes e aqueles que resultem de incentivos tarifários, designadamente da garantia de potência.

2.5.2. Os benefícios

Atentando num dos encargos mais relevantes dos produtores em regime ordinário, abordaremos de seguida dois benefícios de que podem usufruir esses mesmos produtores, cuja remuneração associada acresce ao preço de venda da energia por si produzida. Referimo-nos ao mecanismo da garantia de potência e ao serviço de sistema da teleregulação.

2.5.2.1 A garantia de potência

A garantia de potência surge pela primeira vez no ordenamento jurídico português com a aprovação do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, no contexto da concretização e aprofundamento do MIBEL o qual, entre outros aspetos, aditou o artigo 33.º-A ao Decreto-Lei n.º 172/2006. Em cumprimento desta disposição legal, o regime de atribuição deste incentivo e sua densificação foi aprovado pela Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto.

Em 2012, na vigência do Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica, celebrado em maio de 2011 entre o Estado Português, o Banco Central Europeu e a Comissão Europeia (Troika), a Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio, procedeu à revogação do regime de garantia de potência que havia sido aprovado pela Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, com efeitos a partir de 1 de junho de 2012. Posteriormente, a Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, aprovou um novo regime de incentivos à garantia de potência, tendo contudo procedido à suspensão dos seus efeitos durante o período de vigência do Programa de Assistência Económica e Financeira³⁸.

Os incentivos à garantia de potência traduzem-se em duas modalidades distintas:

- a) Incentivo à disponibilidade;
- b) Incentivo ao investimento.

O incentivo à disponibilidade é definido como um “(...) *complemento pecuniário destinado a apoiar a manutenção de um permanente estado de prontidão dos centros eletroprodutores térmicos para acorrer às necessidades de garantia de abastecimento do SEN*”³⁹; já o incentivo ao investimento é um “(...) *complemento pecuniário destinado a apoiar a realização de investimentos em tecnologias de produção a partir de fontes hídricas*” — cfr. n.º 2 do artigo 2.º da Portaria n.º 251/2012.

Excluem-se do âmbito de aplicação deste mecanismo de garantia de potência os centros eletroprodutores que:

- a) Detenham potência instalada líquida inferior a 30 MW;

³⁸ O que implicou a suspensão deste mecanismo durante 2012 e 2014.

³⁹ Cfr. n.º 2 do artigo 2.º da Portaria n.º 251/2012.

- b) Não vendam a sua produção em regime de mercado, considerando-se como tal as situações em que o preço de venda da eletricidade não seja livremente formado em mercado organizado ou através da celebração de contratos bilaterais;
- c) Sejam ou tenham sido abrangidos por contratos de aquisição de energia (CAE) celebrados ao abrigo do artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho;
- d) Beneficiem ou tenham beneficiado do mecanismo de compensação dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC);
- e) Recebam ou tenham recebido, direta ou indiretamente e independentemente do respetivo título, qualquer remuneração ou comparticipação que tenha por efeito compensar, total ou parcialmente, os respetivos custos de produção ou assegurar uma rentabilidade mínima da atividade de produção de eletricidade.

O incentivo à disponibilidade aplica-se, para cada centro eletroprodutor elegível, desde o dia 1 de janeiro de 2015 (para os centros eletroprodutores em exploração à data de 21 de agosto de 2012) ou desde o mês seguinte ao da data de apresentação do pedido de reconhecimento da elegibilidade (nos restantes casos), até à cessação de efeitos da respetiva licença de exploração. Por seu turno, o incentivo ao investimento aplica-se aos centros eletroprodutores hídricos cuja licença de produção tenha sido emitida entre a data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho⁴⁰, e a da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, ou ainda aos que sejam parte em contratos de implementação do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), celebrados ao abrigo do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 182/2008, de 4 de setembro, e obtenham a respetiva licença de produção até 31 de dezembro de 2013.

O incentivo ao investimento aplica-se, para cada centro eletroprodutor elegível, durante os primeiros dez anos de exploração, sendo o seu montante determinado anualmente, para cada centro eletroprodutor, através do cálculo do produto da potência instalada, do índice de valorização da disponibilidade, do índice de cumprimento do prazo fixado na licença de produção para a entrada em

⁴⁰ O instrumento legislativo que criou a garantia de potência, recorde-se.

exploração e do valor anual de referência. O pagamento dos montantes associados ao mecanismo de incentivo depende da apresentação, junto da DGEG, de um pedido de reconhecimento da elegibilidade do centro eletroprodutor e, uma vez reconhecida essa elegibilidade, da demonstração de cumprimento de um coeficiente mínimo de disponibilidade final (de 70%).

Os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência devem ser aprovados até 31 de julho de cada ano, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, na sequência de proposta do Diretor-Geral de Energia e Geologia, previamente submetida a parecer da ERSE, a emitir no prazo de vinte dias úteis. Estes montantes são pagos pela concessionária da RNT no ano civil seguinte àquele a que se reportam, sendo posteriormente recuperados por via da imputação à tarifa de uso global do sistema dos montantes associados a estes pagamentos.

2.5.2.2 Os serviços de sistema (Teleregulação)

Conforme observámos, os produtores em regime ordinário estão legalmente autorizados a prestar serviços de sistema, mediante a celebração de contratos com o operador do sistema ou através da participação em mercados organizados⁴¹. Os serviços de sistema podem representar uma importante parcela das receitas dos produtores de energia elétrica em regime ordinário que, como já referimos, acresce ao produto da venda da energia por estes produzida.

A este respeito, deve ter-se presente que existem serviços de sistema de prestação obrigatória pelos centros eletroprodutores sem qualquer remuneração associada, como a regulação de tensão, a regulação primária de frequência e a manutenção de estabilidade, existindo outros que são objeto de correspondente remuneração.

A Teleregulação, também denominada Banda de Regulação Secundária, constitui um serviço de sistema que os centros electroprodutores que reúnam determinados requisitos prestam ao sistema elétrico nacional mediante o pagamento de uma contrapartida.

⁴¹ Cfr. n.º 2 do artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 29/2006.

A alínea i) do ponto 5 do Manual de Procedimento da Gestão Global do Sistema (“Manual da Gestão Global do Sistema”)⁴² define este serviço como

“Margem de variação da potência em que o regulador secundário pode atuar automaticamente a subir, num tempo inferior a cinco minutos, partindo do ponto de funcionamento em que se encontra em cada instante, multiplicada por 1,5. O valor global é obtido pela soma, em valor absoluto, das contribuições de cada unidade física submetida a este tipo de regulação”.

Trata-se de uma funcionalidade de sistema que permite ao operador encarregado da Gestão Global do Sistema ajustar a produção dos centros electroprodutores, de maneira a equilibrar o sistema elétrico e a capacidade da rede face às necessidades resultantes do necessário encontro entre a oferta e a procura de energia elétrica num determinado momento.

Os produtores que detenham centrais disponíveis e habilitadas para prestar este serviço devem oferecer, por unidade física e para cada um dos períodos de programação do dia seguinte, uma banda de regulação, na qual se deve identificar o preço unitário da banda, em €/MW. O preço apresentado nas ofertas dos produtores poderá ser limitado a um valor máximo regulado, proposto pelo gestor global do sistema e devidamente aprovado pela ERSE. Após o encerramento do período de ofertas deste tipo de serviço de sistema, o gestor global contratará a banda de regulação secundária associada às ofertas que, de acordo com determinados critérios, como o preço, representem um menor encargo para o sistema⁴³.

3. Nota Conclusiva

Não obstante a clara aposta que tem sido feita no desenvolvimento da produção de eletricidade através de fontes de energia mais limpas⁴⁴, designadamente através de mecanismos de subsidiação e apoio ao aumento da capacidade instalada da produção em regime especial, chegará o momento em que terá de se avaliar o

⁴² Aprovado pelo Regulamento da ERSE n.º 557/2014, publicado na II Série do DR, de 19 de dezembro.

⁴³ Adquirindo o responsável pela unidade física contratada a obrigação de cumprir com a banda de regulação secundária que lhe foi atribuída.

⁴⁴ Como o são as de origem renovável.

papel que as centrais de produção em regime ordinário devem desempenhar ao nível da segurança e garantia do abastecimento energético⁴⁵.

A produção de eletricidade através da queima de combustíveis fósseis⁴⁶ não está limitada pela intermitência da fonte de energia primária, típica da produção com origem renovável, podendo mais facilmente ocorrer situações de procura extrema de energia elétrica e continuar a cumprir o importante papel de *back-up* da produção em regime especial.

Sucede que nos vamos aproximando do fim dos períodos de vigência dos CMEC e dos CAE em vigor, pelos quais se encontram abrangidas a grande maioria das centrais em regime ordinário em Portugal, e tal ocorre num contexto em que inexistirá, cremos, capacidade instalada de produção em regime especial ou de produção em regime ordinário de venda de energia em mercado suficiente para permitir o descomissionamento das centrais em regime ordinário abrangidas por CAE ou CMEC. Na verdade, de acordo com os dados disponibilizados pela REN⁴⁷ a produção em regime ordinário representa hoje cerca de 68% da capacidade instalada em Portugal⁴⁸.

Com o fim da vigência dos sobreditos mecanismos e contratos, as centrais em regime ordinário terão de começar a vender a energia por si produzida em regime de mercado, ou optar pelo seu encerramento. O encerramento generalizado de centrais em regime ordinário pode ter efeitos negativos materialmente relevantes⁴⁹, tais como episódios de escassez energética acompanhados de um eventual aumento do preço da energia que consumimos e de um incremento das importações de eletricidade proveniente da vizinha Espanha, avolumando a

⁴⁵ Possivelmente em sede de Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (“RMSA”) a elaborar pela DGEG, em colaboração com a concessionária da RNT, conforme previsto no artigo 32.º do Decreto-Lei n.º 172/2006.

⁴⁶ Excecionando-se, evidentemente, a grande maioria das grandes hídricas, que constituem centros eletroprodutores abrangidos pelo regime ordinário pelo facto de beneficiarem do mecanismo CMEC (cfr. o n.º 2 do artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 29/2006).

⁴⁷ Mais concretamente, na aplicação para *smartphones* (App) que esta empresa disponibiliza com interessantes dados do setor do elétrico e do gás natural.

⁴⁸ De acordo com os dados disponibilizados pela REN na aludida aplicação, a potência instalada encontra-se repartida da seguinte forma: Gás Natural – 4622,9MW – 23,4%; Carvão – 1756,9MW – 8,9%; Biomassa – 612,7MW – 3,1%; Solar – 446,4MW – 2,3%; Eólica – 5090,2MW – 25,8%; Hidráulica – 7191,8MW – 36,4%; Outros – 40,0 MW – 0,1%.

⁴⁹ Sendo igualmente identificáveis efeitos positivos, o mais óbvio dos quais a redução de emissões para a atmosfera de gases com efeito de estufa.

dependência energética do exterior com as necessárias consequências, sendo a mais evidente a eventual diminuição da nossa soberania.

Neste quadro, poderá revelar-se essencial garantir a continuidade da exploração das centrais em regime ordinário que se considerem indispensáveis a garantir o abastecimento de energia elétrica do país. Tal acontecerá preferencialmente através da transição natural destes centros eletroprodutores para o regime de mercado⁵⁰. Não sendo esta a solução adoptada, não poderá o Estado demitir-se de intervir neste setor estratégico da economia e proteger o interesse público associado — ou seja, a segurança do fornecimento de energia elétrica aos consumidores em geral, em condições que sejam aceitáveis/suportáveis. Do lado oposto a este, no exercício de ponderação de interesses que terá obrigatoriamente de ser encetado, estará a proteção do ambiente e a redução da dependência de combustíveis fósseis que Portugal não produz.

⁵⁰ O que, diga-se, se tem verificado até hoje.