DECISÃO (UE) 2017/503 DA COMISSÃO

de 8 de novembro de 2016

relativa ao regime de auxílio SA.39621 2015/C (ex 2015/NN)

[notificada com o número C(2016) 7086]

(Apenas faz fé o texto na língua francesa)

(Texto relevante para efeitos do EEE)

A COMISSÃO EUROPEIA,

Tendo em conta o Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia, nomeadamente o artigo 108.º, n.º 2, primeiro parágrafo,

Tendo em conta o Acordo sobre o Espaço Económico Europeu, nomeadamente o artigo 62.º, n.º 1, alínea a),

Após ter convidado as partes interessadas a apresentar as suas observações nos termos dos referidos artigos, ([1]) e tendo em conta essas observações,

Considerando o seguinte:

1. **PROCEDIMENTO**

(1) Por carta de 13 de novembro de 2015 («decisão de início do procedimento»), a Comissão notificou as autoridades francesas da sua decisão de dar início ao procedimento previsto no artigo 108.º, n.º 2, do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia relativamente a esta medida.

(2) As autoridades francesas comunicaram as suas observações sobre esta carta por ofício de 17 de dezembro de 2015.

(3) A decisão da Comissão de dar início ao procedimento foi publicada no *Jornal Oficial da União Europeia* em 2 de fevereiro de 2016 ([2]). A Comissão convidou as partes interessadas a apresentarem observações sobre a medida em causa.

(4) A Comissão transmitiu as observações recebidas das partes interessadas às autoridades francesas, dando-lhes a possibilidade de se pronunciarem a esse respeito. As observações das autoridades francesas foram enviadas por carta de 24 de maio de 2016.

(5) Em 2 de maio de 2016, a Comissão enviou uma lista de perguntas às autoridades francesas, que responderam por cartas de 21 de junho e 15 de julho de 2016. Em 27 de julho, a Comissão enviou uma nova lista de perguntas às autoridades francesas, que responderam em 9 de setembro de 2016.

2. **DESCRIÇÃO PORMENORIZADA DA MEDIDA**

(6) O mecanismo é descrito em pormenor na decisão de início do procedimento, e exposto de forma sucinta nas secções seguintes.

2.1. **Funcionamento geral do mecanismo**

(7) A Lei n.º 2010-1488, de 7 de dezembro de 2010, relativa à nova organização do mercado da eletricidade («Lei NOME»), introduziu a obrigação de os fornecedores de eletricidade, os operadores de rede para as perdas e os consumidores para os consumos fora do âmbito dos contratos de fornecimento («fornecedores») contribuírem para a segurança do fornecimento de eletricidade em França em função do consumo de potência e de energia dos seus clientes ou do seu próprio consumo. Para cumprir esta obrigação, todos os anos, cada um deles deve provar que tem um determinado volume de garantias de capacidade em relação ao seu próprio consumo ou ao consumo dos seus consumidores no período de ponta.

([1]) Auxílio estatal SA.39621 (2015/C) (ex 2015/NN) — Mecanismo de capacidade em França — convite à apresentação de observações nos termos do artigo 108.º, n.º 2, do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (JO C 46 de 2.2.2016, p. 35).

([2]) Ver nota 1.

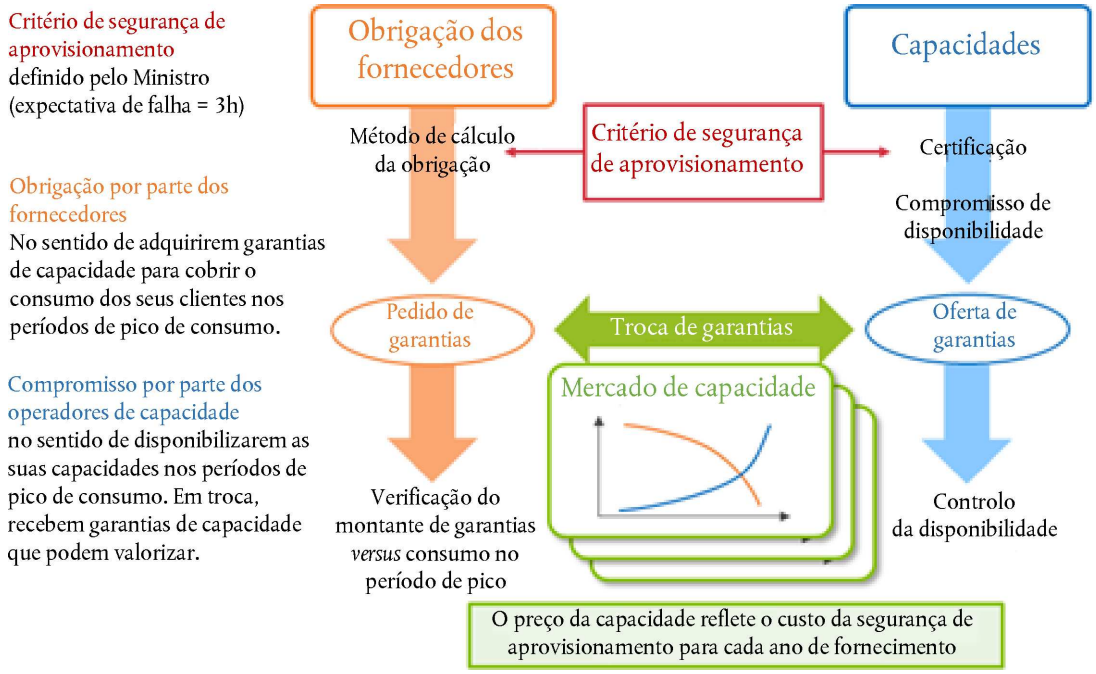
(8) As garantias de capacidade são obtidas pelos fornecedores quer diretamente por meios próprios (instalações de produção ou capacidades de gestão da carga), quer adquiridas no mercado descentralizado aos que as detêm (ou seja, os operadores de capacidade ou outros fornecedores, operadores, consumidores que são os seus próprios fornecedores, etc.).

(9) Os operadores de capacidade de produção ou de gestão da carga («operadores de capacidade» ou «operadores»), por seu turno, têm a obrigação de ter a sua capacidade certificada pelo gestor da rede pública de transporte de eletricidade («RTE»). A RTE atribuirá garantias de capacidade aos operadores em função da contribuição prevista das suas instalações para a redução do risco de falha de abastecimento durante os picos de consumo.

(10) As garantias de capacidade são intercambiáveis e transferíveis. A compra de garantias de capacidade aos operadores de capacidade pelos fornecedores a fim de cumprirem a sua obrigação legal será organizada por intermédio de um mercado descentralizado de garantias de capacidade. O funcionamento geral do mecanismo é ilustrado na figura 1.

Figura 1

Funcionamento geral do mecanismo



Fonte: carta das autoridades francesas de 2 de fevereiro de 2015.

2.2. **Obrigações de capacidade**

2.2.1. *Obrigações dos fornecedores*

(11) O cálculo da potência de referência de um fornecedor, ou seja, a sua obrigação de capacidade, assenta nos seguintes princípios:

1) consideração do consumo verificado durante o período de ponta (PP1) durante o ano de fornecimento («AF»; sempre um ano civil);

2) correção da sensibilidade do consumo à temperatura (termossensibilidade), por um lado; e

3) correção da potência para resposta à procura das capacidades certificadas ativadas durante o período PP1, por outro.

(12) O operador da rede de transporte define anualmente os dias de PP1 que condicionam a obrigação de capacidade dos fornecedores do território metropolitano nacional, baseando-se em previsões de consumo nacional para o dia

seguinte (D-1). O número de dias de PP1 deve estar compreendido entre 10 e 15 para cada ano de fornecimento e as horas tidas em conta para o cálculo da obrigação de capacidade correspondem às faixas horárias (7h00-15h00 e 18h00-20h00) dos dias de PP1 determinados. O número de horas de ponta de PP1 varia, portanto, entre 100 e 150 horas por ano. Os dias PP1 são notificados aos fornecedores antes das 10h30, um dia antes, D-1.

(13) A obrigação não é determinada de forma normativa antecipadamente, mas antes com base em dados medidos, a fim de transmitir a cada consumidor a sua contribuição efetiva para o risco de falha de abastecimento. A fim de refletir a contribuição de um consumidor para o risco de falha de abastecimento devido à sua termossensibilidade, o consumo desse consumidor observado durante o ano de fornecimento é ajustado de modo a simular uma vaga de frio de tal forma rigoroso que corresponda ao risco contra o qual o sistema pretende resguardar-se (vaga de frio decenal), respeitando assim o critério de segurança de aprovisionamento estabelecido pelas autoridades francesas. O critério da segurança de aprovisionamento foi fixado pelo Decreto n.º 2006-1170, de 20 de setembro de 2006, e corresponde a uma expectativa de falha de abastecimento de 3 horas, em média, por ano.

(14) Os parâmetros utilizados para determinar a necessidade efetiva de garantias de capacidade no ano de fornecimento serão publicados quatro anos antes do ano de fornecimento e permanecerão estabilizados ao longo de todo o exercício, de modo a permitir a negociação num quadro de regulação fixo e a assegurar que o valor do produto não será alterado por uma intervenção externa ao mercado. A obrigação efetiva de cada fornecedor é então calculada de acordo com o ano de fornecimento, mediante a aplicação dos referidos parâmetros.

(15) A gestão da carga pode ser tida em conta segundo dois métodos diferentes: quer através da redução da obrigação de capacidade de um fornecedor mediante a redução do consumo («redução da procura implícita»), quer através da certificação da capacidade de gestão da carga («redução da procura explícita»). As obrigações para os dois tipos de capacidade de gestão da carga são diferentes: a «redução da procura implícita» deve ser efetivamente ativada durante as horas PP1; enquanto a «redução da procura explícita» deve obrigatoriamente estar disponível durante as horas PP2.

(16) Por último, as autoridades francesas previram que as garantias de capacidade devem estar associadas ao produto ARENH ([3]) para os fornecedores alternativos, o que, em sua opinião, deve contribuir para a redução da concentração do mercado de garantias de capacidade.

2.2.2. *Obrigações dos operadores de capacidade e princípios de certificação*

(17) O operador de instalações de produção (o mecanismo é tecnologicamente neutro) ligada à rede pública de transporte ou à rede pública de distribuição deve efetuar, relativamente a quaisquer dessas instalações, um pedido de certificação à RTE. O operador instalações de produção (o mecanismo é tecnologicamente neutra) à rede pública de transporte ou à rede pública de distribuição deve efetuar, relativamente a quaisquer dessas instalações, um pedido de certificação à RTE. Qualquer instalação de gestão de carga, independentemente da sua rede de ligação, pode ser objeto de um pedido de certificação à RTE. Por conseguinte, é o operador de capacidade que faz, em primeiro lugar, uma estimativa do seu volume de capacidade que poderá estar disponível durante as horas de ponta de consumo («PP2») num determinado ano de fornecimento.

(18) O número de dias de PP2 para um ano de fornecimento varia entre 10 e 25. Além disso, os dias de PP1 são necessariamente dias de PP2. Os dias de PP2 que não são dias de PP1 são selecionados pela RTE de um dia para o outro na base de critérios que levam em conta a tensão sobre o sistema elétrico. As faixas horárias em questão são as mesmas que para os dias de PP1. O número de horas de ponta de PP2 é, portanto, de 100 a 250 horas por ano.

(19) O nível de certificação é depois calculado pela RTE com base nos dados transmitidos bem como nos métodos de cálculo previstos nos termos do regime legal do mecanismo. Assim, por exemplo, são aplicadas correções de modo a ter em conta o número possível de dias de ativação sucessivos das capacidades certificadas ou a contribuição efetiva para a redução do risco de falha de uma capacidade cuja fonte de energia primária está sujeita a imprevistos meteorológicos.

(20) Em seguida, o operador pode alterar as suas previsões de disponibilidade na vigência do mecanismo, incluindo durante o ano de abastecimento, graças a um dispositivo de reequilíbrio. O reequilíbrio corresponde a uma «recertificação» da capacidade e permite ao operador ajustar as suas expectativas à medida que são divulgadas novas informações sobre a sua capacidade. O reequilíbrio pode fazer-se no sentido do aumento ou da diminuição.

([3]) O acesso regulado à energia nuclear histórica (ARENH) é um direito dos fornecedores de comprarem eletricidade à EDF (Eletricidade de França) a um preço regulado e em quantidades determinadas pela CRE (Comissão Reguladora de Energia). Para mais informações sobre o ARENH, ver: https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/dispositif_arenh.jsp.

(21) Este sistema declarativo é completado por um sistema de controlo de capacidade: em princípio, qualquer capacidade certificada deve ser ativada pelo menos uma vez por ano. Trata-se de testes aleatórios para cada capacidade sem aviso prévio do operador. Uma capacidade não pode ser testada mais de três vezes por período de fornecimento.

(22) As modalidades específicas de certificação variam consoante o tipo de capacidade em causa:

1) a certificação das capacidades de produção existentes pode começar quatro anos antes do período de fornecimento, e o pedido deve ser efetuado três anos antes do início do ano de fornecimento;

2) os pedidos de certificação para as capacidades de produção em projeto podem ser efetuados após a assinatura do primeiro pagamento no âmbito da convenção de ligação e até dois meses antes do início do período de fornecimento; e

3) as capacidades de gestão da carga podem ser certificadas até dois meses antes do início do período de fornecimento.

(23) O responsável pelo perímetro de certificação («RPC») é a pessoa coletiva financeiramente responsável, no seu perímetro de atuação, pelos desvios dos operadores de capacidade. Os operadores podem ser o seu próprio RPC ou celebrar um contrato com um RPC. Dentro do seu próprio perímetro, os RPC podem «expandir» as capacidades certificadas.

(24) No que se refere à regularização financeira dos desvios, a RTE notifica cada RPC do desvio no seu perímetro o mais tardar em 1 de dezembro do ano de fornecimento +2.

2.3. **Comércio de garantias de capacidade**

(25) Todas as garantias de capacidade são inscritas no registo das garantias de capacidade mantido pelo operador da rede RTE. Cada fornecedor e cada operador de capacidade é obrigado a abrir uma conta na RTE no registo das garantias de capacidade. Os intervenientes verticalmente integrados são, por conseguinte, obrigados a deter duas contas nesse registo, uma para as suas atividades de produção e outra para as suas atividades de comercialização.

(26) A propriedade de uma garantia de capacidade decorre da sua inscrição pela RTE na conta detida pelo seu titular no registo das garantias de capacidade. Cada garantia de capacidade emitida é numerada, a fim de permitir a sua gestão, por um lado, e a rastreabilidade das transações, por outro. A garantia é válida relativamente a um ano de fornecimento. A garantia de capacidade, cuja unidade é de 0,1 MW ([4]), existe apenas depois de emitida: um interveniente com uma garantia de capacidade não está exposto a qualquer risco relacionado com a capacidade subjacente que está na sua origem.

(27) As transferências de garantias de capacidade entre intervenientes (emissão e cessão) realizam-se através da transferência destas garantias no registo das garantias de capacidade, após pedido das duas partes (a cedente e a cessionária). As transferências efetivas de propriedade são efetuadas mediante a inscrição de uma garantia de capacidade na conta do cessionário.

(28) As garantias de capacidade podem ser negociadas por ajuste direto ou em mercados organizados.

(29) O comércio de garantias de capacidade pode ser efetuado durante todo o período desde a certificação até à data-limite de cessão das garantias de capacidade. Tal como explicado no considerando 23, a RTE notifica cada fornecedor do montante da sua obrigação de capacidade o mais tardar em 1 de dezembro do ano de fornecimento +2. A cessão pode ter lugar nos 15 dias posteriores.

(30) Os fornecedores que, no termo do prazo de notificação da obrigação, tenham um excedente de garantias de capacidade relativamente à sua obrigação devem obrigatoriamente efetuar uma oferta pública de venda antes da data-limite de cessão das referidas garantias.

(31) Cinco dias após a data-limite de cessão das garantias de capacidade, a RTE calcula, para cada fornecedor, o desequilíbrio entre o montante da obrigação de capacidade do fornecedor e o montante de garantias de capacidade que figura na conta do fornecedor no registo das garantias de capacidade, bem como a regularização financeira correspondente.

([4]) O nível de capacidade certificado é arredondado para o 0,1 MW mais próximo. As capacidades de potência inferior a 1 MW podem ser agregadas para participar no mercado.

2.4. **Regularização financeira dos desvios**

(32) O mecanismo prevê uma responsabilização pelos desvios entre as previsões e os resultados efetivos.

(33) A arquitetura global das regularizações financeiras corresponde a regularizações das diferenças efetuadas de maneira muito semelhante à que se encontra em vigor para a energia [*reequilíbrio* ou *balancing (equilíbrio)*] e parte do princípio de que as empresas fornecedoras e os RPC pagam um montante de regularização financeira em caso de desequilíbrio negativo ou recebem um montante de regularização financeira em caso de desequilíbrio positivo. Em caso de desequilíbrio negativo, todos os utilizadores finais beneficiarão de uma redução de preço através da TURPE (tarifa de utilização da rede pública de eletricidade) ([5]).

(34) O preço de regularização aplicado para um dado ano de fornecimento depende de alguns critérios:

1) quando a segurança de aprovisionamento não se encontra significativamente ameaçada, o preço da regularização financeira assenta inteiramente no valor de mercado (PRM; ou seja, a média aritmética dos preços da capacidade fixados durante os leilões realizados antes do ano de fornecimento). Para a regularização dos desvios negativos, é adicionado um coeficiente de incentivo (o coeficiente k) a esse preço para incentivar o recurso ao mercado das garantias em vez de aguardar a regularização financeira (no caso dos desvios positivos, esse valor é deduzido); e

2) quando a segurança de aprovisionamento for significativamente ameaçada (desvio global inferior a um limite máximo a determinar pela RTE; fixado em 2 GW abaixo da obrigação global para os dois primeiros anos de fornecimento), o preço da regularização dos desvios remete para um preço administrativo (Padmin). Este último preço constitui um limite máximo do valor da capacidade no mercado.

(35) Uma vez calculadas as diferentes regularizações dos desvios, os RPC e os fornecedores cujos desvios são negativos transferem o montante da regularização que devem para os respetivos fundos e os RPC e os fornecedores cujos desvios são positivos recebem dos respetivos fundos o montante da regularização que lhes é devido. Contudo, num determinado ano de fornecimento, a soma das regularizações positivas é pelo menos igual à soma dos pagamentos efetuados a título das regularizações financeiras negativas. Os eventuais saldos remanescentes dos fundos para a regularização de desvios são integralmente redistribuídos aos utilizadores da rede pública de transporte de eletricidade, ou seja, a todos os clientes finais.

(36) Não há um fluxo financeiro entre o Fundo para a regularização de desvios dos RPC e o Fundo para a regularização dos desvios dos fornecedores. Consequentemente, não há qualquer fluxo financeiro entre os operadores de capacidade e os fornecedores em causa no âmbito da regularização dos desvios.

(37) A RTE assegura a gestão administrativa, contabilística e financeira dos fundos para os desvios («Fundo para a regularização dos desvios dos responsáveis do perímetro de certificação» e «Fundo para a regularização do reequilíbrio da capacidade dos fornecedores») segundo as regras da contabilidade privada. É deste modo responsável pela faturação e cobrança dos montantes devidos pelos RPC e fornecedores, bem como pela constatação de eventuais incumprimentos de pagamento.

(38) A Comissão de Regulação da Energia (CRE), autoridade reguladora nacional do setor da energia, é por sua vez responsável pelo controlo da regularização dos desvios dos fornecedores (artigo 7.º do Decreto n.º 2012-1405 codificado no artigo R. 335-12 do código da energia) e pode aplicar uma sanção administrativa em caso de incumprimento da obrigação legal de pagamento dos desvios. A sanção deve ser proporcionada e não pode exceder, para um ano de fornecimento, 120 000 EUR por MW de capacidade (artigo L. 335-7 do código da energia).

2.5. **Base jurídica nacional**

(39) Os textos legislativos e regulamentares que regem o mecanismo de capacidade são:

1) a Lei n.º 2010-1488, de 7 de dezembro de 2010, relativa à nova organização do mercado da eletricidade, codificada nomeadamente nos artigos L. 335-1 a L. 335-7 e L. 321-16 a L. 321-17 do código da energia;

2) o Decreto n.º 2012-1405, de 14 de dezembro de 2012, relativo à contribuição dos fornecedores para a segurança do aprovisionamento de eletricidade e que cria um mecanismo de obrigação de capacidade no setor da eletricidade, previsto no artigo L. 335-6 e codificado nos artigos da parte regulamentar do código da energia R. 335-1 a D. 335-54;

([5]) A TURPE, instituída pela Lei n.º 2000-108, de 10 de fevereiro de 2000, destina-se a remunerar os gestores das redes de transporte e de distribuição. A metodologia de cálculo da TURPE e sua evolução são fixados pela CRE.

3) o despacho de 22 de janeiro de 2015 que estabelece as regras do mecanismo de capacidade e adotado por força do artigo 2.º do Decreto n.º 2012-1405, de 14 de dezembro de 2012, relativo à contribuição dos fornecedores para a segurança do aprovisionamento de eletricidade e que estabelece a criação de um mecanismo de obrigação de capacidade no setor da eletricidade; e

4) o anexo do despacho de 22 de janeiro de 2015: Regras do mecanismo de capacidade.

(40) Para efeitos das soluções propostas pela França na sequência das objeções da Comissão na decisão de início do procedimento, estes textos serão ainda alterados ou completados para refletir todas as soluções descritas na secção 3 da presente decisão.

2.6. **Beneficiários**

(41) Os beneficiários do mecanismo são os detentores de capacidade, que recebem as garantias de capacidade do Estado (via RTE) e têm a possibilidade de as revender.

2.7. **Objetivo do mecanismo: segurança do aprovisionamento**

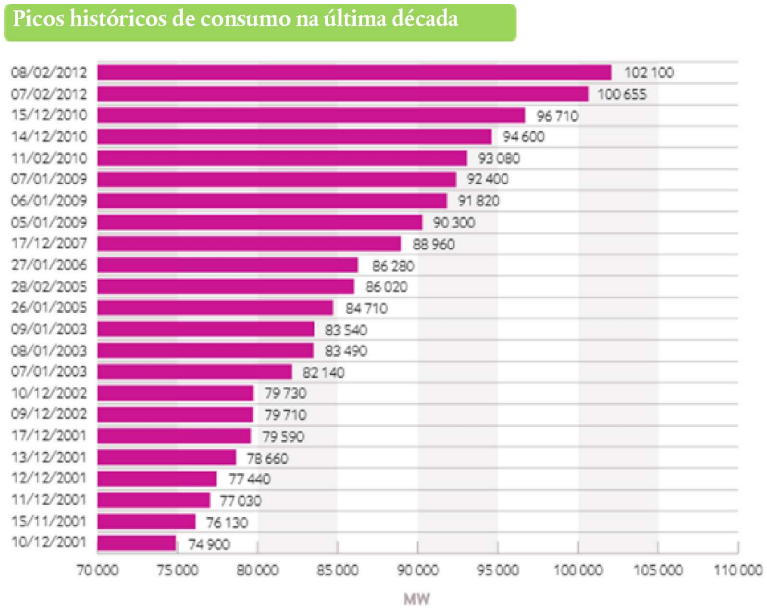
(42) O indicador escolhido pela França para avaliar o risco de rutura do equilíbrio entre a oferta e a procura de eletricidade é a expectativa da duração da falha de abastecimento causada pelo desequilíbrio entre oferta e procura (*Loss Of Load Expectation* (LOLE) — expectativa de perda de carga). No caso da França, as autoridades francesas optaram por manter uma expectativa de perda com uma duração média de três horas por ano.

(43) As autoridades francesas explicaram que a França regista, há vários anos, um fenómeno de pico de consumo de eletricidade durante o inverno. O sistema de eletricidade francês caracteriza-se, com efeito, por uma termossensibilidade significativa do consumo de eletricidade que conduz a um pico de consumo de eletricidade durante as vagas de frio no inverno. Tal como ilustrado na figura 2, esta termossensibilidade continuou a aumentar nos últimos anos, nomeadamente devido ao aumento do consumo ligado ao aquecimento elétrico, mas também a novas utilizações da eletricidade que coincidem frequentemente com o pico de consumo noturno.

(44) O pico de procura aumentou mais rapidamente do que o do nível geral de consumo de eletricidade. Além disso, o pico de consumo francês é marcado por uma forte volatilidade e os desvios de consumo podem ser, portanto, particularmente significativos (até 20 GW entre dois anos). O controlo do pico de consumo de eletricidade é uma preocupação central, nomeadamente num contexto de transferência de usos energéticos para a eletricidade.

Figura 2

Picos históricos de consumo em França



Fonte: RTE — Estimativa do equilíbrio oferta-procura de eletricidade em França 2014, p. 33.

(45) Segundo a RTE, em termos de oferta, a Europa caracteriza-se por uma estagnação da procura e por uma sobrecapacidade d e produção de eletricidade significativa, devido a vários fatores. Desde 2008, a crise económica reduziu a procura de eletricidade. Ao mesmo tempo, verificou-se um rápido desenvolvimento das energias renováveis subsidiadas «fora do mercado» e que beneficiam de um acesso prioritário na rede elétrica. Além disso, as centrais de carvão europeias registam um forte aumento de atividade relacionado com a queda do preço do combustível, causada pela expansão do gás de xisto americano que levou os Estados Unidos a exportar grandes volumes da sua produção de carvão, agora excedentária, para a Europa. Por último, as centrais a gás, que se tornaram menos competitivas que as centrais a carvão, veem a sua rentabilidade e, por conseguinte, a sua atividade, diminuir drasticamente.

(46) Neste contexto, as contingências associadas às condições climáticas fazem pairar alguma incerteza quanto ao pagamento das capacidades de ponta necessárias para a cobertura deste pico de consumo. Os picos de consumo ocorrem raramente, algumas horas num ano, ou são mesmo inexistentes em certos anos, quando as temperaturas são amenas.

(47) O mecanismo de capacidade francês foi concebido como um dos elementos de resposta a esta problemática, a fim de garantir o cumprimento do critério de segurança do aprovisionamento estabelecido pelas entidades públicas. O seu objetivo é constituir simultaneamente um meio de alterar os comportamentos de consumo na hora de ponta (abordagem procura) e fomentar os investimentos adequados em instalações de produção e capacidades de gestão da carga (abordagem oferta).

2.8. **Orçamento**

(48) O valor das garantias de capacidade não é fixado administrativamente: é o mercado que o determina. As trocas são livremente estabelecidas pelos intervenientes do mecanismo com base nas suas expectativas, na sua estratégia de cobertura e nas informações de que dispõem.

(49) Apesar do caráter descentralizado do mecanismo que dificulta a estimativa do orçamento, foi efetuada uma estimativa, assumindo uma obrigação de capacidade global para a procura francesa compreendida entre 80 000 e 95 000 MW e um coeficiente de segurança mantido em 0,93. A procura dependerá da evolução do consumo na França metropolitana, incluindo medidas de controlo da procura aplicadas pelos fornecedores de eletricidade, levando à diminuição da sua obrigação individual. Nesta base, os rendimentos brutos auferidos pelos operadores no mercado da capacidade poderão variar entre 0 EUR/kW e 30 EUR/kW no período compreendido entre 2017 e 2026, com os montantes mais elevados nos anos em que seja necessária a construção de novas ferramentas de produção.

2.9. **Duração**

(50) O primeiro ano de fornecimento começa em 1 de janeiro de 2017. Em derrogação da regra geral que dispõe que as certificações devem ser efetuadas quatro anos antes do ano de entrega, a certificação para o primeiro ano de fornecimento (2017) começou em 1 de abril de 2015. Atualmente, se as autoridades francesas não estabelecerem uma data para o fim do mecanismo, será efetuada uma avaliação anual pela RTE e pelo regulador, conforme previsto pela regulamentação francesa. Esta poderá dar origem, se for caso disso, a uma revisão do mecanismo (por exemplo para o tornar conforme com as últimas alterações da legislação europeia) ou ao termo do mecanismo, se este deixar de ser necessário ([6]).

2.10. **Acumulação**

(51) No que respeita às instalações com contrato de obrigação de compra (fontes de eletricidade renováveis) ou elegíveis para o complemento de remuneração, os artigos L. 121-24 e L. 335-5 do código da energia preveem que o lucro resultante da venda das garantias de capacidade seja deduzido dos respetivos encargos de serviço público totais, incluindo os outros auxílios estatais concedidos e que financiam o mecanismo de apoio através de obrigação de compra. Similarmente, os produtores não serão sujeitos à regularização dos desvios nos casos em que a capacidade efetiva seja inferior à certificada devido a imprevistos relativos à disponibilidade do recurso primário ([7]).

([6]) O artigo 20.º do decreto relativo ao mecanismo de capacidade prevê um relatório anual da CRE com base no trabalho da RTE em relação ao mecanismo («um ano após a publicação das regras relativas ao mecanismo de capacidade, e posteriormente todos os anos, a Comissão de Regulação da Energia envia ao ministro responsável pela energia um relatório elaborado com base nos trabalhos do operador da rede de transporte, sobre a integração do mecanismo de capacidade no mercado europeu. O relatório inclui informações sobre a evolução nos países vizinhos da regulamentação relativa à contribuição dos intervenientes para a segurança do abastecimento de eletricidade. Analisa a interação entre o mecanismo de capacidade francês e os dispositivos estabelecidos nesses países. Propõe, se for caso disso, melhorias do funcionamento do mecanismo de capacidade.»). Por outro lado, a Portaria que aprova as regras de funcionamento do mecanismo prevê 2 artigos sobre os relatórios de avaliação a realizar pela RTE (para além do relatório exigido pelo decreto): artigos 5.º e 8.º (sobre o aspeto transfronteiriço e sobre o impacto dinâmico do mecanismo).

([7]) Por exemplo, se um produtor de energia eólica tiver um problema de manutenção/de instalação e não se reequilibrar será sujeito à regularização dos desvios. Em contrapartida, se não houver vento, não será sujeito à regularização de desvios.

3. DESCRIÇÃO DAS RAZÕES QUE LEVARAM AO INÍCIO DO PROCEDIMENTO

3.1. Auxílio estatal na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE

(52) Na decisão de início do procedimento, a Comissão já tinha concluído, no considerando 143, que a medida constitui um auxílio estatal na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE pelas seguintes razões.

3.1.1. *Imputabilidade e financiamento através de recursos estatais*

(53) Na decisão de início do procedimento, a Comissão considerou que se podia concluir pela existência de uma transferência de recursos estatais não apenas no caso de ter havido uma transferência de numerário proveniente diretamente do orçamento do Estado ou de uma entidade pública, mas também no caso de os fundos para apoiar o mecanismo provirem dos fundos próprios de empresas desde que: i) o Estado renuncie à recolha de recursos estatais a cobrar e/ou ii) os meios financeiros aplicados no âmbito do dispositivo permaneçam sob controlo público, ainda que não pertençam necessariamente de forma permanente ao património do Estado.

(54) No que respeita ao primeiro elemento, o Estado francês renuncia a recursos estatais, já que atribui gratuitamente os certificados de capacidade aos operadores de capacidade em vez de os vender (como nos processos *NOx* ([8]) e *Certificados verdes romenos*) ([9]).

(55) No que diz respeito ao segundo ponto, os recursos financeiros para apoiar o mecanismo permanecem sob controlo do Estado (à semelhança do que acontece nos processos *Vent de Colère* ([10]) e *Essent* ([11])) uma vez que: i) os fundos são alimentados por contribuições obrigatórias impostas pelo Estado e, por conseguinte, imputáveis ao mesmo; ii) o Estado estabelece parâmetros (critério de segurança de aprovisionamento e metodologia para fixar o preço de referência no mercado que determina o preço de regularização dos desvios) que influenciam o preço da capacidade e da quantidade global de certificados, mesmo que não sejam fixados como tal pelo Estado; iii) a Comissão de regulação da energia (CRE) está habilitada a impor sanções aos fornecedores que não cumpram as suas obrigações no que respeita à regularização dos desvios; e iv) o gestor da rede de transporte, RTE, foi designado pelo Estado para gerir o fundo de regularização de desvios.

3.1.2. *Vantagem seletiva*

(56) Segundo a Comissão, o acórdão *Altmark* ([12]) não se aplica ao caso em apreço, dado que a obrigação de serviço público não está claramente definida. As obrigações do mecanismo seriam várias e diversas consoante as diferentes partes interessadas (operadores de centrais, operadores de gestão da carga, fornecedores). No que diz respeito à obrigação que recai sobre os operadores de capacidade, a obrigação de certificação não está estritamente enquadrada, na medida em que: i) é facultativa no que respeita às capacidades de gestão da carga e ii) os operadores de instalações de produção existentes podem escolher o nível de capacidade que certificam.

(57) A cessão das garantias de capacidade constitui, portanto, uma vantagem e não a contrapartida de uma obrigação de serviço público. Esta vantagem é seletiva, uma vez que este mecanismo prevê um auxílio aos operadores de capacidade e não a outros setores da economia.

3.1.3. *Efeitos na concorrência e nas trocas comerciais entre Estados-Membros*

(58) Segundo a Comissão, o mecanismo de capacidade poderia afetar a concorrência com os operadores de capacidade localizados no estrangeiro (e, portanto, afetar também as trocas comerciais entre os Estados-Membros), na medida em que os operadores de capacidade localizados em França obteriam uma vantagem que os operadores de capacidade localizados no estrangeiro não poderiam obter devido à incapacidade de conseguirem uma certificação.

([8]) Processo C-279/08 P — *Commission v Netherlands* [2011] ECLI:EU:C:2011:551.

([9]) SA.37177, *Roménia — alteração do regime de apoio de certificados verdes para promover a eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis*.

([10]) Processo C-262/12, *Association Vent de Colère! Fédération nationale e o./Ministre de l'Ecologie, du Développement durable, des Transports et du Logement e Ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie* [2013] ECLI:EU:C:2013:851.

([11]) Processos apensos C-204/12 a C-208/12, *Essent Belgium NV/Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt* [2014] ECLI:EU:C:2014:2192.

([12]) Processo C-280/00, *Altmark Trans GmbH e Regierungspräsidium Magdeburg/Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH* [2003] ECLI:EU:C:2003:415.

3.2. **Objetivo de interesse comum e necessidade**

(59) A preocupação das autoridades francesas em matéria de adequação das capacidades de produção está estritamente relacionada com o pico da procura que ocorre durante períodos relativamente curtos de frio intenso, devido à particular dependência da França no que diz respeito ao aquecimento elétrico.

(60) A decisão de início do procedimento suscitava dúvidas quanto à necessidade da medida pelas seguintes razões:

1) a avaliação da adequação das capacidades de produção *Scenario Outlook and Adequacy Forecast* da REORTE ([13]) só deteta um problema de segurança de aprovisionamento a partir de 2025;

2) a França não parece ter explorado outras soluções para além do mecanismo de capacidade, nomeadamente tarifas que estimulassem a redução do consumo em períodos de ponta; e

3) apesar da aplicação de um quadro regulamentar favorável à redução do consumo, que permitiu aos gestores de carga independentes dar continuidade às reduções historicamente oferecidas pelo fornecedor histórico, a RTE não prevê um aumento líquido significativo das capacidades francesas de gestão da carga durante o período 2014-2019.

3.3. **Adequação da medida de auxílio**

(61) Na sua decisão de início do procedimento, a Comissão considerava que o mecanismo era suscetível de criar uma discriminação entre as diferentes capacidades de gestão da carga. Em especial, podem participar no mecanismo dois tipos de redução do consumo: por um lado, a capacidade de redução implícita, que consiste numa redução da obrigação de capacidade dos fornecedores até ao volume de capacidade obtido pela redução da carga de clientes durante as horas de ponta entre 10 e 15 dias por ano; e, por outro, a capacidade de redução explícita, que exige dos (grandes) consumidores ou dos agregadores que obtenham uma certificação do seu potencial de redução de consumo e que mantenham essa capacidade disponível (sem que seja necessariamente reduzida) durante as horas de ponta entre 10 e 25 dias por ano.

(62) Além disso, a Comissão criticou, na sua decisão de início do procedimento, o facto de o mecanismo não estar aberto a todas as tecnologias suscetíveis de contribuir para a segurança do aprovisionamento, designadamente as interligações e/ou capacidades estrangeiras.

(63) A Comissão salientou também o risco de as novas capacidades de produção não poderem participar no mecanismo, principalmente devido ao facto de não existirem sinais de preços fiáveis para as garantias de capacidade. Mais especificamente, a Comissão temia:

1) que o período relativamente curto de validade das garantias de capacidade não pudesse dar um sinal de preço fiável;

2) que os fornecedores, e sobretudo os novos operadores, tivessem dificuldade em prever com grande antecedência a evolução das suas carteiras de clientes;

3) que os incentivos para que os intervenientes apresentem equilíbrio antes do AF não fossem suficientes; e

4) que o valor máximo do preço da regularização dos desvios não refletisse os custos de um novo operador («*cost of new entry*» — custo de nova entrada, a seguir «CONE»).

3.4. **Proporcionalidade**

(64) Na decisão de início do procedimento, a Comissão tinha identificado um risco de que o mecanismo pudesse conduzir a uma sobrecompensação de alguns operadores de capacidade, principalmente devido aos seguintes elementos:

1) o risco de sobreavaliação do consumo pelos fornecedores, que é um risco potencial se as obrigações de capacidade individuais dos fornecedores não forem suficientemente claras;

2) a eventual falta de transparência em matéria de fixação do preço da capacidade, nomeadamente devido a um volume potencialmente elevado de transações efetuadas por ajuste direto, bem como de transações intragrupo, o que poderia provocar distorções na indicação de preço e conduzir a uma sobrecompensação;

([13]) A Comissão remeteu para a edição de 2015, disponível no seguinte endereço: https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf.

3) a participação limitada no mecanismo (exclusão das capacidades transfronteiriças e discriminação entre os diferentes operadores de gestão de carga);

4) o poder de mercado da EDF, a possibilidade de aumentar artificialmente o valor das garantias de capacidade enquanto vendedor, não deixando de aplicar preços inferiores ao seu ramo de comercialização. A Comissão tinha ainda identificado especificamente três riscos subjacentes: O risco de retenção de capacidades, o risco de detenção de garantias de capacidade e o risco de «compressão tarifária».

3.5. **Prevenção de efeitos negativos sobre a concorrência e as trocas comerciais**

(65) Na sua decisão de início do procedimento, a Comissão identificou uma série de problemas em termos de potenciais distorções da concorrência, tanto a nível da produção como a nível do fornecimento de eletricidade.

(66) A Comissão manifestou a sua preocupação relativamente à existência de grandes assimetrias de informação. Os grandes fornecedores verticalmente integrados, em especial aqueles que já se encontram presentes no mercado francês, são suscetíveis de beneficiar de uma vantagem devido ao facto de terem um conhecimento mais aprofundado do mercado, em especial no que respeita à disponibilidade de capacidade, às necessidades de abastecimento e aos preços. Estão, por conseguinte, em condições de produzir estimativas mais fiáveis e mais eficientes no cumprimento das obrigações impostas pelo mecanismo.

(67) Também devido à assimetria de informação, será provavelmente mais difícil para os novos operadores calcular a sua futura carteira de clientes, se bem que esta estimativa seja essencial para calcular as necessidades de garantias de capacidade.

(68) A Comissão manifestou também receios quanto à possibilidade de um operador histórico dominante reservar capacidades.

(69) A Comissão também tinha invocado o risco de um operador histórico ter a possibilidade de reservar garantias de capacidade.

(70) Além disso, a Comissão tinha indicado um risco de práticas de exclusão com base no preço (compressão de margens ou compressão tarifária, preços predatórios) por parte do operador histórico dominante

(71) A Comissão sublinhou que a ausência de indicadores de preços a longo prazo em matéria de capacidade poderá criar ou reforçar os obstáculos à entrada de novos produtores. Os investimentos a longo prazo efetuados pelos novos operadores podem exigir um certo grau de previsibilidade dos preços durante um determinado número de anos, o que as garantias certificadas pelo período de um ano não terão condições de fornecer.

(72) A Comissão também reiterou a sua posição relativamente a uma concorrência reduzida no mecanismo devido à exclusão do mecanismo de alguns tipos de operadores de capacidade (capacidades transfronteiriças, discriminação entre os operadores de capacidades de gestão da carga).

4. **OBSERVAÇÕES DOS INTERESSADOS E COMENTÁRIOS DA FRANÇA**

(73) A Comissão recebeu dezoito respostas de partes interessadas que não o Estado francês, a RTE e a CRE, durante o período de consulta sobre a decisão de início do procedimento. Uma parte interessada respondeu depois do prazo.

(74) As diversas observações serão agrupadas abaixo, por tema. Serão também abordadas no âmbito da apreciação da medida, mas sem que lhes seja feita referência explícita.

4.1. **Auxílio estatal na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE**

(75) Os inquiridos estão divididos no que respeita à qualificação do mecanismo como auxílio estatal. Metade considera que a medida constitui um auxílio estatal, quer explícita quer implicitamente, não apresentando qualquer reação ao argumento da Comissão a este respeito; a outra metade considera que o mecanismo não constitui um auxílio estatal pelas seguintes razões.

(76) Dois inquiridos mencionam expressamente a Decisão n.º 369417, de 9 de outubro de 2015, do Conselho de Estado francês (recurso interposto pela Associação Nacional dos Operadores Retalhistas de Energia ou ANODE ([14]).), na qual o Conselho de Estado considerou que o mecanismo de capacidade proposto não revestia as características de um auxílio estatal. As autoridades francesas fizeram ainda referência às conclusões do Conselho de Estado no mesmo processo ([15]).

(77) Os argumentos das autoridades francesas quanto à qualificação da medida como auxílio estatal devem ser lidos em conjunto com os já mencionados na decisão de início do procedimento.

(78) As autoridades francesas optaram por participar no processo de investigação aprofundada com a Comissão Europeia, não se confinando a estes elementos, e concentraram-se na proposta de medidas que garantam a compatibilidade do mecanismo de capacidade com o mercado interno, independentemente da questão relativa à qualificação como auxílio estatal. Apresenta-se em seguida a argumentação exaustiva da França quanto à qualificação como auxílio estatal.

4.1.1. *Imputabilidade e financiamento através de recursos estatais*

4.1.1.1. Observações das partes interessadas

(79) Dois agregadores de gestão de carga, duas empresas de eletricidade verticalmente integradas e a União francesa da eletricidade consideram que a medida não é financiada através de recursos estatais. Mais especificamente, estes inquiridos consideram que os fundos em causa transitam direta e exclusivamente entre operadores privados; A RTE não detém nem utiliza fundos de regularização de desvios.

(80) Além disso, segundo esses inquiridos, as regras aplicáveis à gestão destes recursos poderiam ser comparadas às que definem a gestão do «ajustamento dos desvios» no âmbito do dispositivo de responsabilidade pelo equilíbrio no mercado da energia.

(81) A EDF acrescenta que o papel do Estado francês em relação ao mecanismo se limita a definir um quadro de regulação específico no qual se encontram apenas ativos operadores privados. Segundo a EDF, ao instaurar um mecanismo de capacidade, o Estado francês utiliza efetivamente as suas prerrogativas de autoridade pública e atua como um regulador de mercado.

(82) Segundo a EDF, o mecanismo de capacidade distingue-se claramente do sistema em causa no processo Comissão/ /Países Baixos («*NOx*») ([16]), no qual o Estado neerlandês tinha concedido verdadeiros «direitos de poluir» que permitiam evitar o pagamento de coimas e que apresentavam valor comercial desde a sua atribuição pelo Estado. Os certificados não têm, por conseguinte, qualquer valor na relação entre o Estado francês e os operadores de capacidade.

4.1.1.2. Observações da França

(83) Segundo as autoridades francesas, o preço das garantias de capacidade e, por conseguinte, as receitas que os operadores de capacidade poderiam retirar da venda dos seus certificados, não é fixada pelo Estado. O Estado também não intervém na quantidade de produtos oferecidos no mercado. Pelo contrário, num mecanismo descentralizado, é o mercado que determina o preço e a quantidade de certificados. Os fluxos financeiros relativos ao mecanismo de capacidade decorrem, portanto, entre intervenientes de direito privado e nunca sob controlo do Estado.

(84) Além disso, as autoridades francesas consideram que os fluxos financeiros relativos ao pagamento da regularização dos desvios, por seu turno, devem constituir uma parte muito reduzida do mecanismo (tendo em conta os incentivos para um reequilíbrio no mercado a montante) e não podem ser considerados recursos estatais ou sujeitos ao controlo do Estado. A regularização de desvios prevista para o mecanismo de capacidade segue um modelo idêntico ao atualmente em vigor na Europa para a regularização de desvios no mercado da energia (*electricity balancing settlement mechanisms — mecanismos de regularização e compensação da eletricidade*).

([14]) A ANODE é a associação dos fornecedores alternativos em França.
([15]) Decisão do Conselho de Estado, 9.ª e 10.ª subsecções reunidas, 9 de outubro de 2015.
([16]) Processo C-279/08; ver nota 8. A Comissão referia-se a este processo no considerando 108 da decisão de início do procedimento.

(85) As autoridades francesas alegam ainda que o mecanismo é mais semelhante ao tratado no processo *PreussenElektra* ([17]) do que aos discutidos nos processos *Vent de Colère* ([18]) e *Essent* ([19]). Como no caso *PreussenElektra* e contrariamente ao que estava previsto em *Vent de Colère*, o mecanismo de capacidade não prevê qualquer mecanismo de compensação para os fornecedores. E contrariamente ao *Essent* i) os fluxos financeiros mantêm-se sempre na posse de intervenientes privados (fornecedores e operadores de capacidade); ii) os fluxos financeiros não resultam de uma taxa. A presença de recursos estatais é tanto mais contestável uma vez que, ao contrário da jurisprudência *PreussenElektra*, não foi fixado qualquer preço mínimo de compra para as garantias de capacidade.

(86) Além disso, segundo as autoridades, a cessão de garantias de capacidade não pode ser considerada uma renúncia a um recurso público. O Estado não renuncia a nenhum recurso, dado que o valor de mercado dos certificados de garantia pode provir: i) quer do valor intrínseco subjacente que cobrem, ii) quer da escassez aquando da sua emissão. Estes dois aspetos não se inserem no poder do Estado e permitem distinguir este caso dos processos *NOx* e *certificados verdes romenos*, nos quais os certificados podiam ser vendidos em leilão ou tinham um valor mínimo.

(87) Por último, no caso da Roménia, a lei obriga expressamente os fornecedores a transferir os custos de aquisição dos certificados verdes para os consumidores. O Tribunal de Justiça da União Europeia (TJUE) tinha seguido uma argumentação semelhante no caso *Vent de Colère*, em que os fornecedores servem apenas de intermediários financeiros (a contribuição para o serviço público da eletricidade ([20]) que permite assegurar a compensação dos seus custos adicionais). Ao invés, no caso do mecanismo francês, os fornecedores são totalmente livres de escolher a forma como fazem repercutir os custos nos consumidores. Nenhum mecanismo garante aos fornecedores a compensação dos custos suplementares associados à aquisição das garantias de capacidade.

4.1.2. *Vantagem seletiva*

4.1.2.1. Observações das partes interessadas

(88) Em conjunto com a EDF, uma empresa ativa principalmente em França no mercado da venda por grosso considera que o mecanismo constitui uma obrigação de serviço público, fazendo esta sociedade referência à decisão da Comissão no processo N475/2003 relativo a um concurso para a nova capacidade na Irlanda ([21]).

(89) Segundo a EDF, uma vez que a operação de certificação corresponde a um compromisso de disponibilidade, constitui a contrapartida de um serviço prestado pelos operadores de capacidade e não uma alegada vantagem concedida a título gratuito.

(90) Além disso, a EDF e uma empresa de eletricidade verticalmente integrada consideram que o mecanismo de capacidade não confere uma vantagem seletiva aos operadores de capacidade. Na sua opinião, os diferentes intervenientes no mecanismo encontram-se numa situação factual e jurídica idêntica e beneficiam de uma completa igualdade de tratamento: são remunerados da mesma forma, independentemente da tecnologia utilizada. Nenhum operador poderá, portanto, ser beneficiado devido à especificidade do seu parque de produção.

(91) Segundo a EDF, é um erro afirmar que a alegada vantagem é seletiva, porque o mecanismo de capacidade «prevê um auxílio aos operadores de capacidade e não a outros setores da economia». Ao fazê-lo, a Comissão desconhece as características do mecanismo de capacidade («*market-wide — à escala do mercado*» e «*technology neutral — tecnologicamente neutro*»), bem como a jurisprudência do TJUE que aprecia a seletividade de uma medida em relação às outras empresas que se encontram numa situação factual e jurídica comparável.

4.1.2.2. Observações da França

(92) Em primeiro lugar, segundo as autoridades, a atribuição de certificados no âmbito do mecanismo de capacidade é a contrapartida de um compromisso de disponibilidade durante os períodos de grande consumo ou de tensão no sistema elétrico.

([17]) Processo C-379/98, *PreussenElektra AG/Schhleswag AG, com intervenção de Windpark Reußenköge III GmbH e Land Schleswig-Holstein* [2001] ECLI:EU:C:2001:160
([18]) Processo C-262/12; ver nota 10.
([19]) Processos apensos C-204/12 a C-208/12; ver nota 11.
([20]) A contribuição para o serviço público da eletricidade (CSPE) é uma imposição de natureza fiscal sobre os consumidores de eletricidade em França, destinada a compensar os operadores pelos custos adicionais gerados pelas obrigações que lhes são impostas pela lei relativa ao serviço público da eletricidade.
([21]) http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/137628/137628_485545_28_2.pdf.

(93) Em segundo lugar, as autoridades francesas consideram que a obrigação de serviço público está claramente definida. Relativamente à gestão da carga, a natureza facultativa da certificação facilita a sua participação no mecanismo de capacidade. No que respeita às instalações de produção, a componente declarativa do processo de certificação não põe em causa o caráter específico da obrigação de serviço público: a CRE será capaz de aplicar as sanções necessárias em caso de tentativa de manipulação do mercado, nomeadamente se um interveniente subavaliar as suas capacidades a fim de exercer uma pressão no sentido da subida do preço das garantias de capacidade.

(94) Como o mecanismo de capacidade é tecnologicamente neutro, as autoridades consideram que não confere qualquer vantagem seletiva a nenhuma tecnologia específica de produção ou de gestão da carga.

(95) Segundo a França, o ponto de vista da Comissão, que parece considerar que o mecanismo de capacidade é seletivo na medida em que tem unicamente por destinatários os operadores de capacidade (e não outros setores da economia), implicaria que qualquer medida setorial seria seletiva por natureza.

4.1.3. *Efeitos na concorrência e nas trocas comerciais entre Estados-Membros*

4.1.3.1. Observações das partes interessadas

(96) Nenhum inquirido apresentou observações sobre este ponto.

4.1.3.2. Observações da França

(97) As autoridades francesas consideram que o mecanismo de capacidade não terá qualquer impacto no mercado da eletricidade, tanto a nível nacional como nas interações com os países vizinhos, o qual continuará a funcionar da mesma forma. Mais particularmente, consideram que o mercado de capacidade não alterará o preço da eletricidade nos mercados à vista.

4.2. **Objetivo de interesse comum e necessidade**

4.2.1. *Observações das partes interessadas*

(98) Os inquiridos, em geral, consideram que o mecanismo é necessário e que deve fazer parte integrante da organização do mercado. Apenas três inquiridos contestam a necessidade da medida, pelas seguintes razões:

1) a análise da adequação das capacidades de produção realizada pela RTE em 2015 não prevê qualquer problema de falha de abastecimento;

2) existe atualmente uma sobrecapacidade em França, tal como demonstrado pelo facto de, relativamente a 2017, o volume das capacidades certificadas ser superior ao necessário para fazer face a um pico de consumo; e

3) o consumo diminuiu nos últimos anos e o pico de consumo mantém-se estável (a RTE tinha previsto um aumento dos picos de consumo).

4.2.2. *Observações da França*

4.2.2.1. Quanto à segurança do aprovisionamento

(99) Segundo as autoridades, um indicador de segurança de aprovisionamento foi devidamente definido e foi identificado um risco de falha de abastecimento nos últimos estudos da RTE: o último balanço previsional da RTE elaborado antes da entrada em vigor do mecanismo (em 2014) mostra um défice de margem de 2 GW para o inverno 2016-2017 no cenário de referência. Essa margem foi reduzida para 200 MW no balanço previsional de 2015 para o inverno 2017-2018, mas tal deveu-se ao sinal dado pela instauração do mecanismo. Estas análises seriam confirmadas pelas do *Pentalateral Energy Forum*.

(100) Em contrapartida, o estudo de adequação efetuado pela REORTE (o relatório *Scenario Outlook and Adequacy Forecast*) baseou-se num método determinista: o pico de consumo devido às vagas de frio e à termossensibilização não foi reproduzido na avaliação. São as diferenças dos métodos que levam a estes resultados diferentes.

A aplicação do método-alvo que a REORTE procura estabelecer ajudará a reduzir as discrepâncias entre estes vários exercícios de previsão. A este respeito, a *Mid-Term Adequacy Forecast* publicada em 2016 pela REORTE ([22]), que é a 1.ª versão a recorrer a um método probabilístico, é coerente com os resultados do estudo da PLEF (Planet Life Economy Foundation) e da RTE.

(101) Contrariamente ao que a Comissão parece sugerir, o mecanismo de capacidade francês não foi concebido para resolver um problema de *missing money* (falta de dinheiro), mas sim para garantir a segurança do aprovisionamento do sistema de eletricidade francês (em especial em momentos de pico de consumo), remunerando a disponibilidade de instalações que não podem ser remuneradas de forma satisfatória unicamente no mercado da energia.

(102) A França aplica várias medidas em complemento do mecanismo de capacidade: projetos de interligações; revisões das tarifas regulamentadas e das tarifas de utilização das redes públicas de transporte e de distribuição de eletricidade, de modo a que reflitam melhor as situações de escassez; o desenvolvimento das capacidades de gestão da carga (por exemplo, através da evolução do quadro regulamentar dos mercados da eletricidade para permitir uma participação das reduções em todos os mecanismos, a supressão dos entraves técnicos e concorrenciais à agregação das capacidades, a implantação de contadores inteligentes); a implantação de energias renováveis, etc.

(103) Entretanto, a RTE publicou a sua avaliação da adequação das capacidades de produção para 2016. Segundo as autoridades, o último balanço previsional da RTE não altera a análise das autoridades francesas. Pelo contrário, reforça essa análise, ilustrando uma vez mais que a segurança do aprovisionamento da França depende do destino de certas centrais térmicas (nomeadamente os ciclos combinados de gás) e da resposta do lado da procura, mais especificamente dos setores mais sensíveis à criação do mecanismo de capacidade.

Figura 3

Indicadores de falha de abastecimento em cenários «térmico elevado» e «térmico baixo»

		2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
Cenário «térmico elevado»	Falha de energia prevista	2,0 GWh	1,4 GWh	2,5 GWh	2,7 GWh	0,8 GWh
	Expectativa de duração de falha de energia	0 h 45	0 h 30	1 h 00	0 h 45	0 h 15
	Margem ou défice de capacidade	4 700 MW	5 400 MW	3 600 MW	3 700 MW	6 600 MW
Cenário «térmico baixo»	Falha de energia prevista	8,6 GWh	13,4 GWh	26,5 GWh	26,2 GWh	7,6 GWh
	Expectativa de duração de falha de energia	2 h 30	3 h 45	6 h 45	6 h 15	2 h 15
	Margem ou défice de capacidade	600 MW	– 700 MW	– 2 500 MW	– 2 400 MW	900 MW

Fonte: RTE, Estimativa de 2016

(104) Segundo a RTE, entre os cenários térmicos apresentados no balanço previsional de 2016 (ver figura 3), o cenário «térmico baixo» deve ser aplicado na ausência de um mecanismo de regulação da capacidade. O cenário «térmico baixo» inclui o encerramento de algumas instalações, nomeadamente aquelas cujo encerramento foi adiado pelos operadores na pendência da introdução do mecanismo de capacidade. O cenário «térmico elevado», pelo contrário, corresponde à manutenção de todas as atuais centrais, independentemente de qualquer consideração de ordem económica: segundo as autoridades é, pois, pouco provável que se concretize.

([22]) Disponível em: https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx.

(105) Assim, no cenário «térmico baixo», a segurança elétrica é ameaçada a partir do inverno de 2017-2018 se se tomar como referência um inverno médio. Além disso, pressupondo ainda o cenário «térmico baixo», a RTE fez o cálculo da expectativa de falha de abastecimento através da simulação de um inverno extremo, com vaga de frio, nos cinco invernos seguintes. Os resultados deste cálculo constam da figura 4.

Figura 4

Expectativa de falha de abastecimento num inverno extremo (em horas)

	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
Expectativa de falha	5-15	8-21	16-36	14-34	5-13

Fonte: RTE.

(106) O cálculo mostra que a expectativa de falha de abastecimento excederia sempre o critério de falha escolhido pela França, ou seja, uma expectativa de falha com uma duração média de 3 horas por ano. Note-se que é precisamente contra os invernos extremos que o mecanismo de capacidade francês pretende acautelar-se.

4.2.2.2. Quanto às outras objeções expressas pela Comissão na decisão de início do procedimento

(107) No considerando 164 da decisão de início do procedimento, a Comissão salientou que a autoridade da concorrência tinha sugerido a criação de uma tarifa de utilização das redes públicas de transporte e de distribuição de eletricidade (TURPE) ajustada ao horário sazonal, incluindo uma distinção entre horas de ponta e horas de vazio, como incentivo aos consumidores industriais para reduzirem a procura em período de ponta. A França confirmou que a TURPE já está ajustada ao horário sazonal, com preços diferenciados de acordo com as estações do ano, os dias da semana e as horas do dia.

(108) Por último, no considerando 153 da decisão de início do procedimento, a Comissão considerava que os fatores de *de-rating* (diminuição da potência) (no regime de certificação normativo facultativo) não eram suficientemente claros. A França explicou que neste regime de certificação normativo facultativo, o nível de capacidade certificada (NCC) corresponde à média da potência fornecida pela instalação nas horas de PP2 em todos os anos históricos multiplicada pelo coeficiente de contribuição da fonte de energia (ou fator de *de-rating*). Estes coeficientes de contribuição (85 % para as centrais hidroelétricas de fio de água, 70 % para as eólicas e 25 % para as solares) refletem o facto de que, para as instalações das fontes de energia evitáveis, a disponibilidade média nas horas de PP2 não reflete exatamente a contribuição destas instalações para redução do risco de falha de abastecimento, devido: i) à correlação entre a disponibilidade da instalação e os momentos de tensão do sistema (o que não acontece no caso de uma capacidade controlável) e ii) a um perfil de disponibilidade não constante durante horas de PP2 (as capacidades controláveis têm um perfil de disponibilidade regular) o que tem impacto pelo facto de a função de probabilidade de falha nas horas de PP2 não ser uniforme. Os coeficientes de contribuição para os anos de fornecimento 2017, 2018 e 2019 foram calculados a partir dos cenários do balanço previsional da RTE, com base num grande número de séries estatísticas.

4.3. **Adequação da medida de auxílio**

4.3.1. *Discriminação entre capacidades de gestão da carga*

4.3.1.1. Observações das partes interessadas

(109) A maioria dos inquiridos faz referência à alegada discriminação entre a redução da procura implícita e explícita. A maioria deles (cinco) considera que o mecanismo é mais favorável às reduções da procura explícitas, em consequência da obrigação de ativação imposta à redução da procura implícita, que é considerada bastante exigente. Dois inquiridos salientaram que, segundo o critério de segurança do aprovisionamento fixado, uma capacidade de redução da procura explícita só deve ser ativada uma vez em cada dez anos (o mecanismo está

concebido para um pico invernal decenal). Consideram, por conseguinte, que o número de horas de PP2 (disponibilidade de redução da procura explícita) deverá ser dez vezes superior ao número de horas de PP1 (redução efetiva da redução da procura implícita). Dois inquiridos discordaram, salientando que, no seu entender, as condições das reduções da procura implícitas são mais vantajosas, dado que os operadores de redução da procura explícita devem suportar os custos da certificação. Dois inquiridos consideram que as autoridades francesas encontraram um justo equilíbrio entre as obrigações dos dois tipos de operadores de gestão da carga.

4.3.1.2. Observações da França

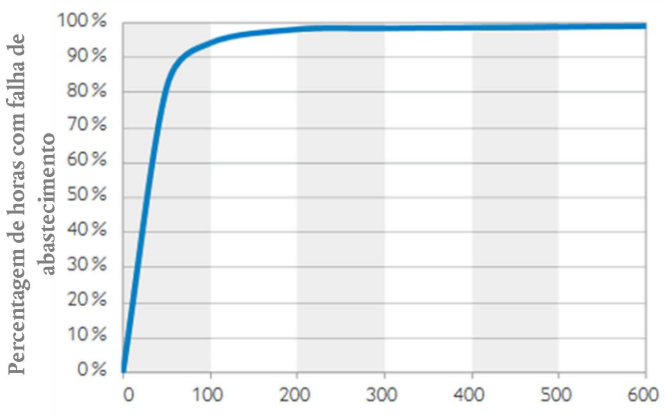
(110) A França defendeu-se, apontando as diferentes obrigações dos dois tipos de operadores de gestão da carga. Alega que as condições diferentes são necessárias precisamente para permitir a participação dos dois tipos de capacidade no mecanismo. Em especial, como a resposta exigida a um operador de redução da procura implícita é mais forte (ativação versus disponibilidade), é lógico que o número de dias a que se refere (dias de PP1) seja inferior ao número de dias durante os quais um operador de redução da procura explícita deve estar disponível.

(111) Algumas partes interessadas estão agora preocupadas com o facto de a duração do período PP2, embora superior à do PP1, seja potencialmente subdimensionada. Segundo a França, a determinação da duração dos períodos PP1 e PP2 é uma questão complexa, cuja resposta constitui necessariamente um compromisso. A RTE realizou estudos para chegar a um compromisso satisfatório, cujos resultados foram apresentados no *Rapport d'accompagnement de la proposition de règles du mécanisme de capacité* (Relatório de acompanhamento da proposta de regras do mecanismo de capacidade) (2014).

(112) Em resumo, a fim de identificar as horas de maior consumo (ver figura 5 *infra*) sendo simultaneamente capaz de revelar a contribuição dos consumidores abrangidos pela redução da carga com vista à diminuição do risco de falha de abastecimento, as autoridades francesas optaram por manter uma volumetria de 100 a 150 horas para o período PP1.

Figura 5

Relação entre falha de abastecimento e horas de maior consumo



Fonte: RTE, Relatório de acompanhamento da proposta de regras do mecanismo de capacidade (2014), p. 139.

(113) Segundo a França, o PP2 deve ser mais longo do que o PP1 (porque o conceito de ativação é mais exigente do que o de disponibilidade), mas o PP2 também não deve ser demasiado longo, de modo a não prejudicar indevidamente determinadas fontes de energia e, em especial a redução da procura. O mesmo estudo da RTE mostrava que 99 % das horas de falha de abastecimento estão incluídas nas 300 horas de maior consumo e que, portanto, um período PP2 determinado, contendo entre 100 e 300 horas de maior consumo era uma escolha coerente para estimar de forma pertinente a contribuição das capacidades de redução da procura explícitas para a redução do risco de falha de abastecimento.

(114) Neste intervalo de 100 a 300 horas, as autoridades francesas escolheram o número de 250 horas. Com efeito, este número permite: i) detetar cerca de 99 % das horas de falha de abastecimento (ver a figura 5) e não leva a uma deterioração da identificação do risco de falha em relação à opção máxima de 300 horas, bem como ii) aumentar a disponibilidade de redução da procura explícita relativamente às outras fontes de energia ([23]). Assim, para assegurar o mesmo nível de segurança de aprovisionamento, as autoridades francesas optaram por manter um máximo de 250 horas para o período PP2 para maximizar o contributo da redução da procura explícita para o mesmo nível de cobertura do risco de falha de abastecimento.

(115) O facto de prever um período PP2 dez vezes mais longo do que o período PP1 equivaleria a medir a disponibilidade das instalações de produção e de gestão da carga em 1 000 a 1 500 horas. Tendo em conta os condicionalismos de disponibilidade das capacidades de gestão da carga durante períodos prolongados, o alargamento da obrigação de disponibilidade teria como efeito para estas capacidades reduzir o seu potencial de valorização no mecanismo de capacidade. 100 MW de resposta à procura industrial capazes de disponibilizar numa centena de horas, mas não num milhar de horas, seriam assim contabilizados como 20 MW de produção térmica, mesmo que os estudos indiquem que o seu contributo para a redução do risco de falha de abastecimento é comparável a 90 MW de produção térmica. Por conseguinte, e a fim de garantir uma concorrência leal entre os operadores de gestão da carga e os produtores, as autoridades francesas optaram por não aplicar um período PP2 dez vezes mais longo do que o período PP1 e por dispor de um período PP2 determinado.

(116) Por outro lado, as autoridades francesas salientam que o mecanismo de capacidade prevê um controlo da disponibilidade das capacidades (na ausência de ativação espontânea), que permite garantir que não há efeito de inércia entre um compromisso de disponibilidade e um compromisso de ativação.

(117) As autoridades francesas estão abertas à fixação de outros valores diferentes dos utilizados atualmente nas regras, mas consideram que o quadro atualmente em vigor constitui um justo equilíbrio entre os operadores de gestão da carga independentes e os fornecedores. Entendem, assim, que o rácio PP1/PP2 deve permanecer inalterado para os primeiros anos de fornecimento. O seu valor pode ser reapreciado se os sinais enviados não forem suficientemente pertinentes e essa avaliação pode ser integrada na avaliação do funcionamento do mercado da capacidade.

4.3.2. *Exclusão das capacidades transfronteiriças*

4.3.2.1. Observações das partes interessadas

(118) As observações recebidas em resposta à decisão de início do procedimento mostram um amplo consenso entre os intervenientes no mercado para que o mecanismo francês se abra progressivamente (ou seja, sem pôr em perigo o lançamento do mecanismo em janeiro de 2017) às capacidades transfronteiriças.

4.3.2.2. Observações e soluções propostas pela França

(119) Em resposta, a França propôs considerar explicitamente as capacidades estrangeiras segundo um modelo híbrido, que remunera tanto as interligações como as capacidades de produção e de gestão da carga estrangeiras. Nesta proposta, a remuneração mais importante seria atribuída quer às interligações quer às capacidades estrangeiras em função da escassez.

(120) Na proposta, as capacidades de produção e de gestão da carga estrangeiras devem adquirir bilhetes de interligação para poderem ser certificadas e, posteriormente, oferecer as suas garantias de capacidade no mercado de capacidade francês.

(121) Os bilhetes serão atribuídos por fronteira com base na contribuição dos Estados-Membros transfronteiriços para a segurança de aprovisionamento em França. Os bilhetes em causa serão leiloados «fronteira a fronteira». Todas as capacidades de produção e de gestão da carga do país transfronteiriço interligado a França por uma interligação específica terão a possibilidade de participar no leilão dos bilhetes de interligação correspondentes a esta

([23]) No relatório de acompanhamento das regras, a RTE sublinhou que a maioria das fontes de energia não era afetada por esta escolha de uma duração PP2 de 200, 250 ou 300 horas, mas a redução da procura, em contrapartida, era sensível a esta escolha e que a sua contribuição para o risco de falha de abastecimento era afetada por uma faixa de disponibilidade mais ampla.

interligação. Os leilões serão realizados no ano de fornecimento -1 (a seguir AF-1). O sistema não impede que as capacidades contratadas com o mecanismo francês participem simultaneamente noutros mecanismos de capacidade na União Europeia. Neste contexto, será então necessário definir, em parceria com os Estados em causa, um procedimento para o controlo e a avaliação do serviço prestado.

(122) Assim que as capacidades de produção ou de gestão da carga estrangeiras obtenham bilhetes de interligação, podem ser certificadas e obter garantias de capacidade. Estas podem depois vender essas garantias de capacidade no mercado de capacidade francês.

(123) As autoridades francesas comprometem-se a implementar unilateralmente a solução «híbrida pragmática» acima mencionada, ou seja, a integrar no seu quadro regulamentar a possibilidade de as instalações localizadas nos Estados-Membros vizinhos participarem de forma explícita no mecanismo de capacidade francês desde que exista capacidade de trânsito suficiente para as interligações. Este quadro regulamentar irá prever, contudo, o acordo dos operadores das redes de transporte ([24]) (ORT) dos Estados-Membros em causa, sob a forma de um acordo de cooperação que permita a introdução de um processo de certificação e de controlo necessário para a execução do mecanismo.

(124) Na ausência de assinatura de tal acordo por certos ORT dos Estados-Membros em causa, as autoridades francesas comprometem-se a instituir um procedimento de salvaguarda que permita a participação explícita das capacidades estrangeiras no mecanismo de capacidade e sair assim definitivamente do modelo baseado numa participação implícita. Este procedimento de salvaguarda consistirá numa participação explícita das interligações (solução que pode ser criada sem o apoio dos outros Estados-Membros e que permite refletir o valor acrescentado pelas capacidades de interligações para a segurança do aprovisionamento da França).

(125) A realização destes compromissos exige uma revisão do decreto de 2012, adotado em *Conseil d'Etat* (Conselho de Estado) após parecer do *Conseil supérieur de l'énergie* (Conselho Superior da Energia), do *Conseil national d'évaluation des normes* (Conselho nacional de avaliação das normas), da *Commission de régulation de l'énergie* (Comissão Reguladora da Energia) e da Autoridade da Concorrência. As autoridades francesas consideram que não é possível prever a adoção do decreto antes do final de 2017, seguida de uma revisão das regras adotadas para a sua execução. As autoridades francesas consideram que esta fase pode demorar cerca de seis meses. O calendário apresentado pelas autoridades francesas assenta na adaptação ao quadro regulamentar em 2018 com vista a uma aplicação efetiva para o ano de fornecimento de 2019.

4.3.3. *A ausência de sinais para os novos investimentos*

4.3.3.1. Observações das partes interessadas

(126) A Comissão recebeu inúmeras respostas a este respeito com pontos de vista expressos muito divergentes.

(127) A maioria dos inquiridos (7) considera que o mecanismo não pode, na sua forma inicial, promover novos investimentos em centrais de produção. Os motivos mais frequentemente citados são a falta de sinal de preço representativo com suficiente antecedência do ano de fornecimento, o limite máximo do preço da capacidade fixada em 40 000 EUR/MW (resultante do limite aplicável ao mecanismo de regularização dos desvios) e a ausência de contratos a longo prazo.

(128) Na sua maioria, os inquiridos confirmaram, efetivamente, quer que o mecanismo era demasiado complexo, quer que seria no mínimo difícil para os fornecedores, e em especial para os novos operadores, estimar as suas futuras carteiras. Um dos inquiridos sublinhou que um mecanismo de capacidade centralizado poderia evitar este tipo de problemas.

(129) Dois produtores (históricos) não concordam com este ponto de vista e consideram que o mecanismo permitirá atrair novos investimentos, nomeadamente devido ao prazo de quatro anos antes do ano de fornecimento, à possibilidade de o mercado desenvolver produtos a prazo e do sinal de preço, que considerem fiável. Consideram, além disso, que o mecanismo prevê salvaguardas suficientes para assegurar a transparência das obrigações de capacidade, nomeadamente mediante a publicação regular, pela RTE, de previsões relativas ao nível global de garantias de capacidade exigidas para cada ano de fornecimento.

([24]) Nos termos do artigo 2.º da Directiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva 2003/54/CE (JO L 211 de 14.8.2009, p. 55), o operador da rede de transporte (ORT) é «a pessoa singular ou coletiva responsável pela exploração, pela garantia da manutenção e, se for caso disso, pelo desenvolvimento da rede de transporte numa área específica e, quando aplicável, das suas interligações com outras redes, bem como por assegurar a capacidade a longo prazo da rede para atender pedidos razoáveis de transporte de eletricidade».

(130) Dois outros inquiridos (produtores alternativos) observam que o objetivo principal do mecanismo consiste em manter em funcionamento as capacidades existentes em vez de estimular novos investimentos.

4.3.3.2. Observações e soluções propostas pela França

Ausência de contratos a longo prazo

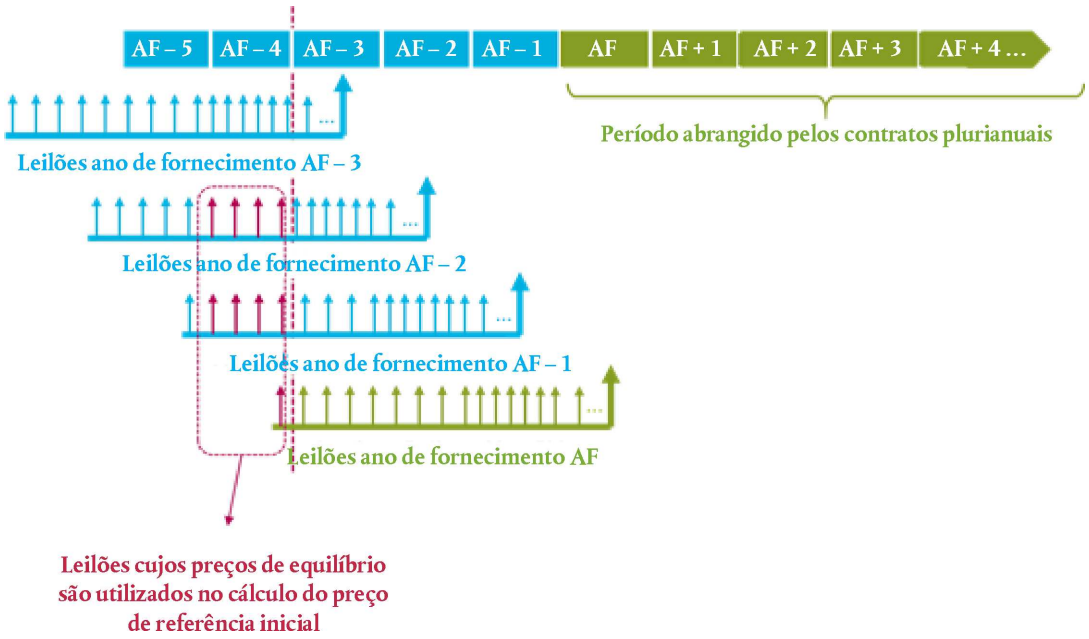
(131) Na sequência das resposta dos terceiros, as autoridades francesas comprometeram-se a criar um regime de contratualização plurianual, destinado a fomentar o investimento em novas capacidades. Todas as novas capacidades ([25]) serão elegíveis para o regime se não dispuserem já de um mecanismo de apoio.

(132) A fim de permitir tempo suficiente para o início de novos projetos, será organizado um primeiro leilão de garantias de capacidade na plataforma EPEX no AF-4. As novas capacidades potenciais terão de apresentar as suas propostas à RTE no último trimestre do AF-4. As propostas devem sobretudo propor um preço e um volume.

(133) A competitividade dos preços é em seguida comparada com um «preço de referência inicial» para além do qual as propostas não serem aceites. O preço de referência inicial será um preço ponderado ([26]) da capacidade resultante não apenas do leilão realizado no AF-4 para o ano de fornecimento AF mas também dos leilões realizados no mesmo ano para os anos de entrega AF-2 e AF-1, como indicado na figura 6.

Figura 6

Proposta de composição do preço de referência inicial



Fonte: carta das autoridades francesas de 9 de setembro de 2016.

([25]) Os critérios aplicados para distinguir os investimentos em novas capacidades dos investimentos de manutenção ou de prolongamento do período de vida das instalações existentes serão alinhados com as definições já existentes na regulamentação francesa, que permitam distinguir as «novas capacidades» dos investimentos de manutenção ou de prolongamento do tempo de vida. Assim, o artigo L. 311-1 do código da energia, na sua versão resultante da lei n.º 2015-992 relativa à transição energética para o crescimento verde, dispõe o seguinte: «Sem prejuízo do disposto no artigo L. 311-6, a exploração de qualquer nova instalação de produção de eletricidade está sujeita à obtenção de uma autorização administrativa. São igualmente consideradas novas instalações de produção, na aceção do presente artigo, as instalações cuja potência instalada for ampliada para pelo menos 20 %, bem como aquelas cuja fonte de energia primária for alterada.»

([26]) A ponderação específica será determinada pelas autoridades francesas após consulta do mercado.

(134) O preço de referência inicial não será previamente conhecido pelos intervenientes no mercado e os resultados do mercado serão utilizados para o determinar.

(135) No que se refere aos volumes a contratar, as autoridades francesas aplicarão uma curva de procura que limite esses volumes às propostas que são verdadeiramente competitivas a longo prazo. A curva de pedido será elaborada anualmente pela RTE e aprovada pela CRE, e deverá refletir o valor da nova capacidade para a comunidade. Trata-se com efeito de assegurar que o regime de contratualização plurianual tenha efetivamente um impacto positivo para os consumidores.

(136) As capacidades selecionadas beneficiarão de um contrato para a diferença, com a duração de sete anos, comparável, no seu funcionamento, a um complemento de remuneração («*feed-in premium*»), o que significa que qualquer diferença entre o preço da oferta e o preço de referência do mercado dá lugar ao reembolso da diferença (se o PRM for superior ao preço da proposta) ou a um encaixe (se o PRM for inferior ao preço da proposta). No entanto, a fim de incentivar os operadores do mercado a envidar esforços no sentido de maximizar os seus rendimentos, qualquer receita gerada pela venda de garantias a um preço superior ao preço da oferta não dá lugar a reembolso da diferença (preço de venda-preço da oferta) pelo investidor.

(137) As autoridades francesas preveem, além disso, introduzir critérios ambientais para dar preferência aos produtores com baixas emissões de carbono, sob a forma de: i) uma precedência ambiental, com características técnicas e económicas idênticas, e ii) um limite máximo para as emissões que podem ser geradas por um ativo que beneficiaria do quadro específico para novas capacidades. Os critérios ambientais, como o nível de emissões de gases com efeito de estufa, serão definidos nas regras e a oferta mais vantajosa no plano ambiental poderá ser selecionada, se necessário. Por outro lado, as instalações existentes continuarão sujeitas à regulamentação ambiental em vigor, europeia e francesa, o que, se for caso disso, poderá exigir investimentos para essas instalações se adequarem aos requisitos de conformidade.

(138) As autoridades francesas comprometem-se a aplicar o regime para a seleção de capacidades em 2019, associada a uma primeira participação efetiva de capacidades selecionadas para o ano de fornecimento de 2023. Além disso, comprometem-se a aplicar, a partir de 2019, um regime transitório de contratos plurianuais, para cobrir o período compreendido entre 2020 e 2023. A título de exemplo, isso significa que, em 2019, seria lançado um regime «permanente» para o ano de fornecimento de 2023, mas também um regime transitório para os anos de fornecimento de 2020, 2021 e 2022.

Dificuldade para os fornecedores de prever com grande antecedência a evolução das suas carteiras de clientes.

(139) As autoridades francesas consideram que as previsões regulares da RTE devem proporcionar apoio suficiente aos fornecedores para lhes permitir prever melhor as suas eventuais obrigações de capacidade. As autoridades acrescentam, ainda, que os fornecedores têm a possibilidade, pelo menos durante os primeiros anos do mecanismo, de reequilibrar as suas capacidades sem quaisquer encargos até ao final do ano de fornecimento.

(140) No entanto, e em complemento destas salvaguardas, as autoridades francesas propõem incluir nas regras do mecanismo de capacidade disposições sobre o acompanhamento dos fornecedores alternativos no que respeita ao cálculo da sua obrigação de capacidade. Atualmente, as regras preveem que a RTE notifique a cada fornecedor um nível de obrigação previsional um ano após o ano de fornecimento, e um nível de obrigação definitivo dois anos após o ano da fornecimento. Além disso, a RTE desenvolveu instrumentos de acompanhamento para informar os operadores do seu nível de obrigação antes destas datas. A França propõe formalizar a obrigação de a RTE acompanhar os fornecedores no cálculo da sua obrigação, designadamente através da disponibilização de ferramentas que permitam aos fornecedores alternativos antecipar melhor a sua obrigação de capacidade e da previsão de balcões regulares nos quais os fornecedores utilizarão estas ferramentas para obter uma previsão da sua obrigação. Os fornecedores terão igualmente a faculdade de utilizar estes instrumentos a seu pedido fora destes balcões previstos nas regras.

Potencial falta de incentivos para que os intervenientes estejam numa situação de equilíbrio antes do ano de fornecimento

(141) Além disso, as autoridades francesas comprometeram-se a rever as modalidades de reequilíbrio, a fim de incentivar os operadores de capacidade a obterem uma certificação o mais justa possível. Mais precisamente, os custos dos reequilíbrios aplicados aos intervenientes são calculados em função do volume de reequilíbrio de cada um deles:

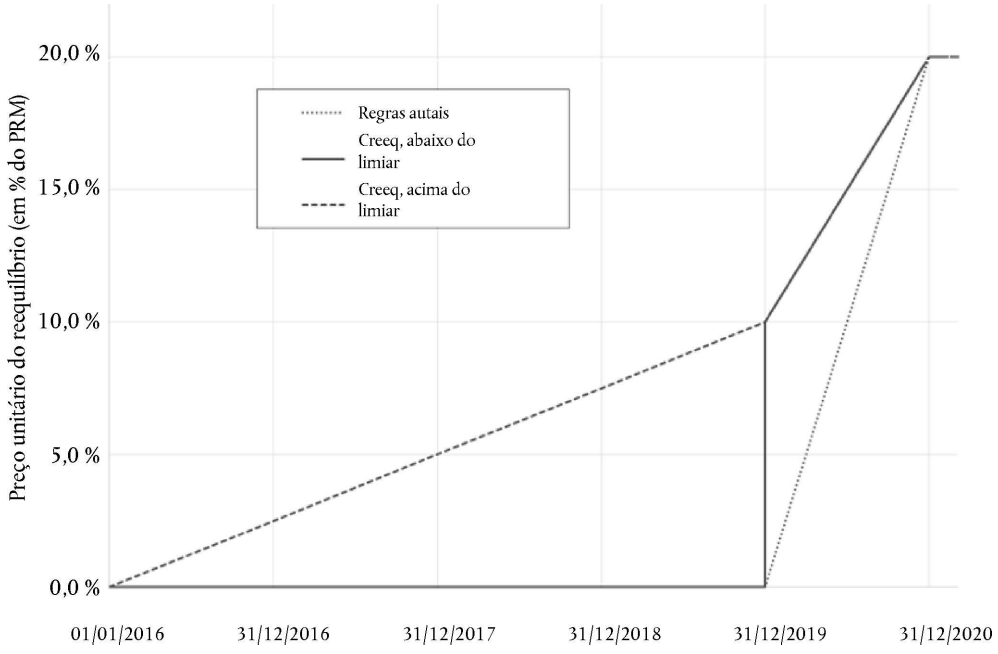
1) quando a soma dos reequilíbrios é inferior a 1 GW (soma dos valores absolutos), o reequilíbrio permanece gratuito antes do ano de fornecimento;

2) quando a soma dos reequilíbrios é superior a 1 GW (soma dos valores absolutos), os reequilíbrios antes do ano de fornecimento são pagos.

(142) A progressividade dos custos de reequilíbrio, consoante os casos, é ilustrada na figura 7 abaixo (ano de fornecimento: 2020), com um preço unitário crescente à medida que se aproxima o ano de fornecimento.

Figura 7

Ilustração do novo quadro proposto para os reequilíbrios relativos ao ano 2020 em que k = 0.2



Fonte: carta das autoridades francesas de 9 de setembro de 2016.

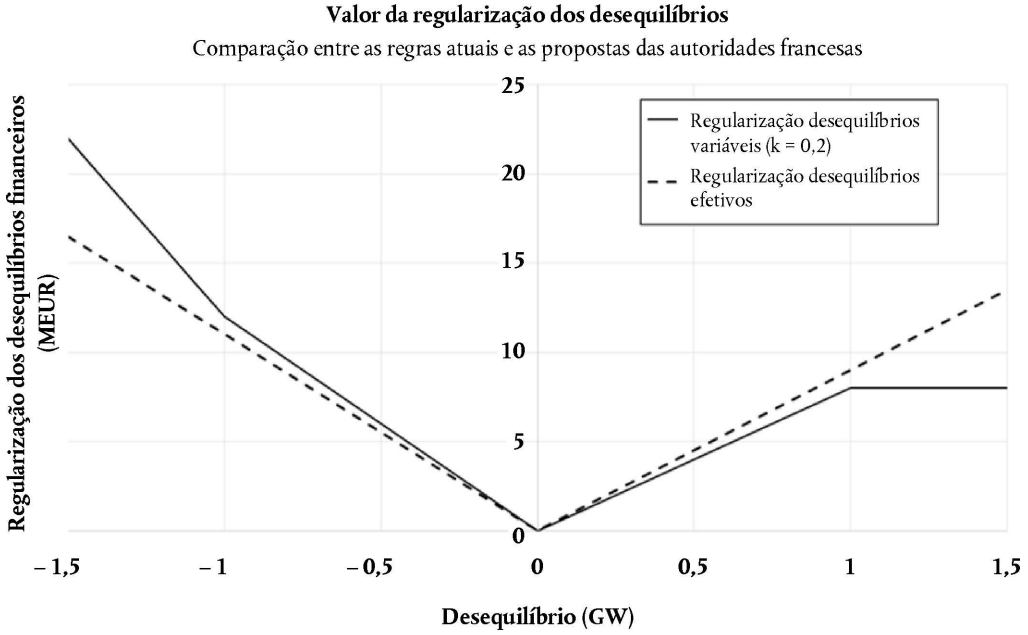
(143) Os operadores de capacidade devem, a prtir de agora, atingir o reequilíbrio num prazo curto e definido nas regras durante ocorrências importantes (ou seja, que provoquem uma indisponibilidade das instalações em comparação com as suas previsões de disponibilidades, como o desmantelamento, encerramento definitivo, avaria de que resulte uma diminuição da disponibilidade durante um longo período, etc.) ([27]).

(144) As autoridades francesas propõem igualmente uma alteração do mecanismo de regularização dos desvios, destinada a desencorajar ainda mais os operadores do mercado a apresentarem desvios negativos ou positivos em qualquer momento. Em especial, o coeficiente de incentivo «k», aplicado aos desequilíbrios, duplicará (estava fixado em 0,1 no decreto de 22 de janeiro de 2015, mas será aumentado para 0,2) e será ainda maior para os desequilíbrios negativos que ultrapassem um limite máximo de 1 GW e será ainda menos recompensador para os desequilíbrios positivos superiores a um limite máximo de 1 GW (o nível exato dos limiares ainda não foi definido pelas autoridades com base na reação do mercado, mas, de qualquer modo, não será superior a 1 GW). Estas alterações são ilustradas na figura 8.

([27]) Anteriormente, os operadores de capacidade tinham apenas a obrigação de notificar ocorrências que implicassem uma diferença de mais de 100 MW relativamente à sua disponibilidade prevista. A principal diferença é que esta declaração do operador não era necessariamente acompanhada de um reequilíbrio (o operador podia esperar para se reequilibrar ou não se reequilibrar e manter as diferenças). O único caso em que existia uma obrigação de reequilíbrio dizia respeito aos encerramentos definitivos. Além disso, essa disposição não estava prevista pela regulamentação, mas pelo contrato de certificação; será agora inscrita na regulamentação (texto de nível superior).

Figura 8

Ilustração da proposta de regularização dos desvios com o efeito de limiar de 1 GW e em que k = 0,2



Fonte: carta das autoridades francesas de 9 de setembro de 2016.

O limite do preço das regularizações dos desvios não reflete o CONE

(145) Além disso, as autoridades francesas comprometeram-se a aumentar progressivamente o preço administrativo (que é um limite máximo sobre o preço dos desvios e, portanto, indiretamente sobre os preços das garantias de capacidade), de acordo com o seguinte calendário:

1) em 2017, um preço administrativo de 20 000 EUR/MW para que os intervenientes possam aprender a controlar o funcionamento do mercado com riscos limitados, em virtude da execução tardia do regime;

2) em 2018 e 2019, um preço administrativo de 40 000 EUR/MW;

3) a partir de 2020, um preço administrativo de 60 000 EUR/MW para que o mecanismo de capacidade possa, se for caso disso, enviar sinais de preços que correspondam a necessidades de novas capacidades, num mercado que deverá ter atingido uma maturidade suficiente.

(146) Além disso, as autoridades francesas comprometem-se, para os anos de fornecimento de 2021 e seguintes, a atualizar o preço administrativo anualmente, de modo a chegar a um valor correspondente aos custos de um novo operador (CONE), nomeadamente aos custos de uma central a gás de tipo CCG ou de ciclo aberto, tal como calculado pelo gestor da rede pública de transporte de eletricidade e aprovado pelo regulador. Essa atualização não se faz necessariamente através de um procedimento de revisão total das regras do mecanismo de capacidade.

(147) Este calendário permite: i) fazer coincidir um eventual aumento do preço administrativo com a entrada em vigor do regime de contratos plurianuais para as novas capacidades e ii) consultar os intervenientes de mercado conjuntamente sobre o aumento dos preços administrativos e sobre a introdução do regime de contratos plurianuais para novas capacidades ([28]).

([28]) No âmbito da investigação aprofundada sobre o mecanismo de capacidade, os serviços da Comissão Europeia e as autoridades francesas realizaram análises preliminares sobre as necessidades de financiamento associadas a novos projetos de investimento em projetos de tipo CCG (com base nos dados financeiros do projeto Landivisiau e diferentes elementos presentes na literatura económica). Estas análises revelam que um rendimento de capacidades de 60 k EUR/MW/ano é coerente, em ordem de grandeza, com novos investimentos em CCG mas que, para assegurar a rentabilidade dos projetos, um aumento do preço administrativo poderia ser considerado. Com efeito, com base nos dados financeiros existentes, a rentabilidade dos projetos só é assegurada para os rendimentos de capacidades muito próximos de 60 kEUR/MW/ano. Estas análises devem prosseguir a fim de chegar a uma conclusão mais precisa sobre a possibilidade de aumentar o preço administrativo e assegurar assim que o nível do preço administrativo pode constituir uma salvaguarda para os consumidores e, ao mesmo tempo, não constituir um entrave à entrada no mercado da eletricidade.

(148) Para além do que precede e do que foi indicado na decisão de início do procedimento, a Comissão tinha referido nas discussões com as autoridades francesas que esperava que o *spread* entre a ARENH e o preço da eletricidade no mercado da energia pudesse igualmente constituir um limite implícito sobre os preços de capacidade, dado que o produto ARENH inclui as garantias de capacidade.

(149) As autoridades francesas responderam que:

1) o volume de garantias de capacidade associado ao produto ARENH é suficientemente baixo em comparação com a totalidade do mercado de capacidade e, portanto, não é capaz de influenciar o preço de outras garantias de capacidade; e

2) o *spread* atual é sensivelmente igual a 10 EUR/MWh, o que corresponde a um preço de capacidade de 87 600 EUR/MW. Como o preço administrativo da capacidade é fixado em 20 000 EUR/MW/ano, 40 000 EUR/MW/ano e 60 000 EUR/MW/ano para 2017, 2018-2019 e 2020, respetivamente, o ARENH não é, atualmente, um produto competitivo ([29]).

(150) No entanto, as autoridades francesas comprometem-se, no quadro de uma futura avaliação do funcionamento do mercado, a estudar a possibilidade de «financiarizar» a parte capacidade do produto ARENH, ([30]) para evitar que este produto perturbe a livre formação dos preços no mercado de capacidade.

4.3.4. *Outras objeções da Comissão*

(151) No considerando 182 da decisão de início do procedimento, a Comissão referira que a França devia esclarecer por que razão algumas propostas de melhoria do mecanismo feitas pela Autoridade da Concorrência no seu parecer n.º 12-A-09, de 12 de abril de 2012, não tinham sido consideradas.

(152) As autoridades francesas explicaram que, tendo em conta as alterações propostas (isto é, obrigar os produtores a declarar a disponibilidade prevista das suas instalações de produção com base na disponibilidade histórica dessas instalações e criar um mecanismo para a participação explícita das capacidades transfronteiriças), restaram apenas duas propostas da Autoridade da Concorrência que não foram consideradas:

1) prever a não atribuição de certificados às instalações com obrigação de compra (renováveis), na medida em que as tarifas de recompra da eletricidade produzida por estas instalações já cobrem os custos totais dessas instalações; e

2) não obrigar os fornecedores alternativos a suportar o financiamento do convite à apresentação de projetos de transição.

(153) Relativamente à primeira proposta não considerada, as autoridades explicaram que tinham adotado a certificação das instalações sujeita a obrigação de compra para cumprir o critério «*market-wide*» do mecanismo de capacidade. Em contrapartida, a fim de evitar uma eventual acumulação de remunerações para as instalações sujeitas a obrigação de compra, foi decidido que os compradores obrigados seriam responsáveis pela certificação destas instalações, e titulares das garantias de capacidade associadas, sendo as receitas da venda de capacidades deduzidas da compensação dada aos compradores obrigados.

(154) Quanto à segunda proposta não selecionada, as autoridades explicaram que foi decidido não lançar o convite à apresentação de projetos de transição; os fornecedores alternativos não têm, portanto, de suportar quaisquer custos. Suportarão, contudo, os custos deste mecanismo no futuro, uma vez que o atual mecanismo de segurança será cancelado e substituído pelo regime de contratos plurianuais após a alteração do decreto.

4.4. **Proporcionalidade**

4.4.1. *Sobreavaliação do consumo*

4.4.1.1. Observações das partes interessadas

(155) As observações de terceiros sobre este ponto estão incluídas na secção 4.3.3.1 acima.

([29]) Um *spread* ARENH-preço de mercado de cerca de 7 EUR/MWh resultaria num preço de capacidade de cerca de 60 000 EUR/MW/ano, ou seja, o preço administrativo. Com um preço ARENH igual a 42 EUR/MWh, o preço da energia teria de ser igual ou superior a 35 EUR/MWh para que o *spread* ARENH-preço de mercado pudesse constituir um limite implícito sobre o preço da capacidade. Ora, segundo as autoridades francesas, os preços *forward* até 2019 não são desta ordem de grandeza.

([30]) A «financiarização» da ARENH de capacidades implica que o preço da capacidade seria deduzido do preço da ARENH energética.

Observações da França

(156) As observações da França sobre esta questão foram reproduzidas no considerando 139 acima.

(157) Não obstante as referidas observações, as autoridades propõem obrigar a RTE a acompanhar os fornecedores alternativos no que respeita ao cálculo da sua obrigação de capacidade, tal como explicado no considerando 140.

4.4.2. *Falta de transparência na fixação do preço da capacidade*

4.4.2.1. Observações das partes interessadas

(158) Uma grande maioria dos inquiridos (13) lamenta a falta de visibilidade das transações OTC e, mais particularmente, das transações intragrupo, enquanto alguns deles consideram que a maioria das transações deveria processar-se desta forma. Um dos inquiridos sublinhou novamente que um mecanismo de capacidade centralizado poderia evitar este tipo de problemas.

(159) O operador histórico considera que o mecanismo, na sua forma atual, oferece garantias suficientes para assegurar a transparência das trocas (inclusive intragrupo), nomeadamente:

1) a obrigação de manter contas separadas no registo das garantias de capacidade (uma conta para os operadores de capacidade e uma conta para os fornecedores); e

2) a obrigação de transparência no que respeita à CRE e ao controlo das transações internas por esta última.

4.4.2.2. Observações da França

(160) As autoridades francesas mencionam igualmente as garantias obtidas pelo operador histórico (referidas no considerando 160). Especificam igualmente que, tendo em conta a necessidade dos fornecedores de se adaptarem à evolução da sua clientela, é conveniente manter a possibilidade do comércio OTC entre os intervenientes do mercado em complemento dos leilões periódicos. Um mecanismo de intercâmbios contínuos garantiria essa flexibilidade, bem como a visibilidade das transações e dos preços, e permitiria atenuar a assimetria de informações entre os intervenientes do mercado. Todavia, a participação nesse mecanismo seria onerosa, em especial para os fornecedores relativamente modestos. As autoridades francesas propõem, portanto, manter as transações OTC em associação com um mercado organizado, onde o preço de cada transação seria tornado público.

(161) Propõem também estabelecer garantias adicionais a fim de aumentar a transparência e a representatividade do comércio de capacidades.

(162) O mecanismo já prevê que os preços dos leilões na plataforma que será instalada pela EPEX Spot sejam públicos. A fim de garantir um nível de transparência equivalente ao de uma plataforma de negociação para as transações OTC, as autoridades francesas propõem dar a todos os intervenientes acesso ao registo das transações OTC (mantidos anónimos), garantindo assim a visibilidade dos volumes e preços, assegurando simultaneamente o anonimato dos operadores. As partes interessadas poderão depois ter em conta essas informações nas suas estratégias de compra e venda nos leilões organizados.

(163) Além disso, os leilões serão reforçados. As autoridades francesas comprometeram-se a aumentar a liquidez dos leilões organizados, aumentando o número de leilões nos quatro anos anteriores ao primeiro ano de fornecimento para 15, ou seja, um novo leilão no ano de fornecimento AF-4, quatro no AF-3, ainda quatro no AF-2 e finalmente seis, no AF-1 (na versão inicial do mecanismo, as autoridades francesas tinham previsto apenas dez leilões, distribuídos pelos três anos anteriores ao ano de fornecimento).

(164) Além disso, as autoridades francesas comprometem-se a obrigar, no âmbito do quadro regulamentar, alguns operadores de capacidade a oferecer no mercado os seus certificados com base no esquema seguinte:

1) AF-4: 25 % do nível de capacidade certificada;

2) AF-3: o máximo entre 25 % do nível de capacidade certificada e 25 % do volume de certificados de capacidade não vendidos;

3) AF-2: o máximo entre 25 % do nível de capacidade certificada e 50 % do volume de certificados de capacidade não vendidos;

4) AF-1: O máximo entre 25 % do nível de capacidade certificada e 100 % do volume de certificados de capacidade não vendidos.

(165) Esta restrição aplicar-se-á aos responsáveis dos perímetros de certificação com um volume de capacidade superior a um limite máximo de 3 GW.

4.4.3. *Exclusão de certos tipos de operadores de capacidade do mecanismo*

(166) As observações de terceiros e os comentários das autoridades francesas no que respeita à potencial discriminação entre os diferentes tipos de capacidade de resposta à procura são discutidos na secção 4.3.1.

(167) As observações das partes interessadas e as propostas das autoridades francesas para obviar a exclusão, nomeadamente de capacidades transfronteiras e de novos investimentos, são descritas na secção 4.3.3.

4.4.4. *O poder de mercado da EDF*

4.4.4.1. Risco de retenção de capacidades

Observações das partes interessadas

(168) Três quartos das partes que responderam à decisão de abertura referiram-se especificamente ao risco de retenção de capacidades no mecanismo francês.

(169) Uma associação de consumidores industriais franceses duvida que a EDF tenha interesse em influenciar o preço de referência de mercado (PRM) em alta e vender o excedente de capacidade após o ano de fornecimento, dado que:

1) nesse caso, a penalização que a EDF pagará para regularização dos desvios será largamente compensada pelas receitas provenientes de um PMR relativamente elevado; e

2) o PMR será utilizado para imputar os custos da capacidade à grande maioria dos consumidores, e será assim repercutido nestes últimos.

(170) Um fornecedor alternativo observou que, para além do facto de os leilões organizados não serem provavelmente muito representativos das trocas efetuadas no âmbito do mecanismo (os fornecedores devem ser tentados a escolher transações bilaterais para evitar os pagamentos antecipados em numerário), o facto de o PMR não ter em conta as transações realizadas durante e após o ano de fornecimento pode contribuir para enfraquecer ainda mais o efeito dissuasor do mecanismo de regularização de desvios e, assim, incentivar as estratégias de retenção dos detentores de capacidades.

(171) A fim de melhor incentivar os operadores de capacidade a não fazer a retenção de capacidades, este fornecedor alternativo propõe três medidas corretivas:

1) rever a base de referência do PMR;

2) reforçar o efeito dissuasor do mecanismo de regularização de desvios; e

3) suprimir o mecanismo de segurança («*fall back tender*»), dado que este último pode incentivar os operadores a adotar uma estratégia de retenção.

(172) A AFIEG, associação de fornecedores e produtores alternativos, critica a opção do reequilíbrio das capacidades sem custos antes do ano de fornecimento, porque, em seu entender, esta permite jogar com a disponibilidade da frota nuclear, e criar assim escassez ou excesso de capacidade artificiais.

Observações da França

(173) Tendo em conta as reações dos intervenientes no mercado à decisão de início do procedimento, as autoridades francesas manifestaram a sua vontade de melhorar o mecanismo de forma a minimizar qualquer risco de abuso de poder de mercado.

(174) Em especial, comprometem-se em obrigar os operadores de capacidade a certificar antecipadamente com precisão o conjunto das suas capacidades disponíveis e limitaram as possibilidades de certificação a uma faixa fixada em torno dos valores de referência históricos (ver figura 9). Qualquer desvio em relação a esta faixa deve ser justificada à RTE e ao regulador.

Figura 9

ilustração da faixa de certificação



Fonte: carta das autoridades francesas de 9 de setembro de 2016.

(175) Além disso, as autoridades francesas comprometeram-se a rever as modalidades de reequilíbrio, a fim de incentivar os operadores de capacidade a obterem uma certificação o mais justa possível. Propõem que qualquer reequilíbrio acumulado significativo (superior a um limite máximo de 1 GW; o nível exato do limiar deve ainda ser definido pelas autoridades com base numa reação do mercado, mas não será superior a 1 GW) que ocorra antes do ano de fornecimento, deva implicar uma penalização. A penalização, para dissuadir os operadores de capacidade de «subcertificar» ou «sobrecertificar» as suas capacidades, aumenta progressivamente até os desvios ficarem resolvidos. Os operadores de capacidade devem também retomar o equilíbrio logo que tenham conhecimento de um acontecimento que provoque uma indisponibilidade das instalações (desmantelamento, encerramento definitivo, avaria de que resulte uma diminuição da disponibilidade durante um longo período, etc.) em relação às suas previsões de disponibilidades.

(176) As autoridades propõem igualmente uma alteração do mecanismo de regularização dos desvios, destinada a desencorajar ainda mais os operadores do mercado a apresentarem desvios negativos ou positivos em qualquer momento. Em especial, o coeficiente de incentivo «k», aplicado aos desequilíbrios, duplicará e será ainda maior para os desequilíbrios negativos que ultrapassem um limite máximo de 1 GW e será ainda menos recompensador para os desequilíbrios positivos superiores a um limite máximo de 1 GW (o nível exato dos limiares ainda não foi definido pelas autoridades com base na reação do mercado, mas, de qualquer modo, não será superior a 1 GW).

(177) Em resposta à acusação de um fornecedor alternativo segundo o qual o mecanismo de segurança pode incentivar os operadores a adotar uma estratégia de retenção, as autoridades francesas confirmaram que este mecanismo de segurança seria cancelado e substituído pelo regime de contratos plurianuais (descrito nos considerandos 131 a 138).

(178) Por último, conforme explicado nos considerandos 146 a 147, as autoridades francesas propõem aumentar a quantidade máxima de compensação das diferenças de preços aplicada em caso de ameaça grave para a segurança do aprovisionamento (ou seja, um desequilíbrio global negativo superior a 2 GW). Propõe-se que este limite máximo (o preço administrativo ou Padmin) seja reforçado progressivamente de 20 000/MW EUR em 2017 para 40 000/MW EUR em 2018 e 2019, e finalmente para 60 000/MW EUR em 2020. A partir do ano de fornecimento de 2021, as autoridades francesas atualizarão anualmente o preço administrativo de modo a chegar a um valor correspondente aos custos de um novo operador (CONE), nomeadamente aos custos de uma central a gás de tipo CCG ou de ciclo aberto, tal como calculado pelo gestor da rede pública de transporte de eletricidade e aprovado pelo regulador.

4.4.5. *Risco de retenção de garantias*

4.4.5.1. Observações das partes interessadas

(179) Quatro inquiridos receiam particularmente o risco de retenção de garantias de capacidade ou, em todo o caso, uma falta de liquidez no mercado das garantias.

(180) A AFIEG, associação de fornecedores e produtores alternativos, observou que o mecanismo que obriga os operadores do mercado que têm um excedente de garantias após o ano de fornecimento (mas antes da regularização dos desvios) a vender esse excedente em leilão não será suficiente para evitar a retenção de garantias *antes* do ano de fornecimento (período considerado para a determinação do PRM).

(181) Para além das sugestões destinadas a aumentar os incentivos para estar em equilíbrio antes do ano de fornecimento (revisão da base de referência do PRM e reforço do efeito dissuasor do mecanismo do regularização dos desvios), os inquiridos propõem duas medidas para melhorar o acesso às garantias de capacidade:

1) obrigar a EDF a vender as suas garantias de uma maneira ou de outra (por exemplo, através de um «programa de cessão de garantias», impondo-lhe um papel de «criador de mercado»); ou

2) melhorar o produto ARENH: a) introduzindo uma capacidade ARENH. Para o efeito, é necessário dividir o ARENH em dois produtos: um produto de capacidade e um produto «energia»; cada fornecedor é livre de subscrever indiferentemente um dos dois produtos ou de subscrever os dois em simultâneo; e/ou b) aumentando o volume de capacidades ligadas ao produto «energia» do ARENH (1,15 garantias por MW de ARENH). A este respeito, as autoridades francesas insistiram no facto de que os fornecedores têm a obrigação de lançar uma oferta pública de venda para todas as garantias que excedam as suas necessidades internas. Consideram que tal deve evitar qualquer retenção potencial de capacidades. Além disso, uma parte das garantias de capacidade na posse do operador histórico é automaticamente transferida para os fornecedores alternativos através do ARENH e o regulador continuaria a acompanhar qualquer abuso de poder de mercado potencial.

4.4.5.2. Observações da França

(182) Tendo em conta estas preocupações, as autoridades francesas comprometeram-se a rever o mecanismo de modo a obrigar os operadores de capacidade a oferecer determinados volumes mínimos de garantias em cada sessão de leilões organizada antes do ano de fornecimento, tal como explicado nos considerandos 165 e 166. Além disso, serão organizados novos leilões, tal como explicado no considerando 164.

4.4.6. *Risco de compressão tarifária pelo operador histórico dominante*

4.4.6.1. Observações das partes interessadas

(183) Remetendo para um parecer da Autoridade da Concorrência, de 2012, dois inquiridos receiam a prática de subvenções cruzadas entre o ramo de produção e o de comercialização do operador histórico (ou seja, a venda de garantias de capacidade aos concorrentes a um preço mais elevado do que o preço de cessão interna entre o ramo de produção e o ramo de comercialização, tendo como consequência um efeito de exclusão dos concorrentes do mercado de fornecimento de eletricidade). Este subvencionamento cruzado poderia, em sua opinião, conduzir a uma «compressão tarifária» para um fornecedor alternativo desprovido de ativos de produção, uma vez que este seria obrigado a adquirir garantias no mercado para fazer face às suas obrigações de capacidade.

4.4.6.2. Observações da França

(184) No que respeita à possibilidade de práticas de exclusão pelos preços (compressão de margens ou compressão tarifária, preços predatórios), as autoridades francesas recordaram que tais práticas anticoncorrenciais são já objeto de controlo e de aplicação de sanções pela Autoridade da Concorrência.

(185) No entanto, a fim de facilitar a deteção de tais práticas, as autoridades reforçarão as regras, obrigando os operadores verticalmente integrados a comunicar à Comissão de regulação da energia o seu método de contabilização do preço das garantias de capacidade nas suas propostas.

(186) Especificarão também mais claramente nas regras que os operadores verticalmente integrados são obrigados a declarar um preço para todas as transações internas relativas a garantias de capacidade. Uma lacuna na legislação que permite a transferência gratuita de garantias será assim corrigida.

(187) Por último, as autoridades francesas comprometeram-se a conceder aos operadores do mercado pleno acesso ao registo das garantias de capacidade, no qual as transações OTC serão registadas, assegurando simultaneamente o anonimato dos operadores de cada transação.

4.5. **Prevenção de efeitos negativos sobre a concorrência e as trocas comerciais**

4.5.1. *Obstáculos à entrada de novas capacidades de produção*

(188) As observações de terceiros e os comentários e as soluções das autoridades francesas no que respeita à participação de novas capacidades de produção no mecanismo de capacidade francês foram discutidas na secção 4.3.3.

(189) Na sua resposta à decisão de início do procedimento, de 17 de dezembro de 2015, as autoridades francesas referiram que o mecanismo proposto não se destina necessariamente a gerar novos investimentos que aumentem a capacidade de produção total, mas sim a garantir a disponibilidade das capacidades necessárias, por exemplo, para fazer face a uma vaga de frio no inverno.

(190) No entanto, as autoridades francesas reconheceram que o mecanismo permite às novas capacidades de produção competir com a capacidade de produção existente, assim como dá resposta à necessidade de um enquadramento mais estável para os novos operadores que facilite essa concorrência. Para resolver este problema foram propostos dois novos elementos:

1) Tal como descrito nos considerandos 146 a 148, o aumento progressivo do preço administrativo ao longo do tempo, que aumentará, numa primeira fase, de 20 000 EUR/MW durante o ano de fornecimento de 2017 para 40 000 EUR/MW nos anos de fornecimento de 2018 e 2019 e, por último, para 60 000 EUR/MW no ano de fornecimento de 2020. A partir do ano de fornecimento (AF) 2021, as autoridades irão rever anualmente este preço administrativo, de modo a chegar a um valor correspondente aos custos de um novo operador (CONE), nomeadamente aos custos de uma central a gás de tipo CCG ou de ciclo aberto, tal como calculado pelo gestor da rede pública de transporte de eletricidade e aprovado pelo regulador. e

2) a criação de um regime plurianual de contratos por diferença (CFD) específicos para as novas capacidades de produção, tal como descrito nos considerandos 131 a 138.

4.5.2. *Discriminação entre resposta à procura implícita e explícita*

(191) As observações de terceiros e os comentários das autoridades francesas sobre este ponto foram abordados/ /desenvolvidos na secção 4.3.1.

4.5.3. *Participação explícita das capacidades estrangeiras*

(192) As observações de terceiros e os comentários e as soluções das autoridades francesas no que respeita à participação explícita das capacidades estrangeiras foram discutidos na secção 4.3.2.

(193) Tal como referido nos considerandos 119 a 125, em resposta às preocupações da Comissão e de terceiros, as autoridades francesas propuseram um modelo híbrido, que prevê a concessão de bilhetes de interligação que permitiriam, definitivamente, a participação das capacidades de produção e de gestão da carga situadas nos Estados-Membros fronteiriços da França. No seu entender, esta abordagem é conforme aos princípios de base enunciados no anexo 2 do Documento de trabalho dos serviços da Comissão anexo ao inquérito setorial sobre mecanismos de capacidade da Comissão Europeia.

4.5.4. *Assimetria de informação entre o operador histórico dominante e os seus concorrentes atuais e potenciais*

4.5.4.1. Dificuldade para os fornecedores de prever com grande antecedência a evolução das suas carteiras de clientes.

Observações das partes interessadas

(194) As observações de terceiros neste ponto estão incluídas na secção 4.3.3.1 acima.

Observações da França

(195) As observações da França sobre esta questão foram reproduzidas no considerando 139 acima.

(196) Tal como explicado no considerando 140 acima, a última proposta das autoridades francesas é ajudar os fornecedores a avaliar melhor as suas futuras carteiras de clientes e enquadrar esse acompanhamento nas regras de maneira explícita.

4.5.4.2. Falta de transparência na fixação do preço da capacidade

Observações das partes interessadas

(197) As observações de terceiros sobre este ponto foram referidas nos considerandos 159 e 160 acima.

Observações da França

(198) Tal como explicado na secção 4.4.2, a última proposta sobre este ponto é contribuir para proporcionar flexibilidade aos fornecedores, permitindo as operações de balcão (OTC), garantindo simultaneamente a liquidez na plataforma de negociação organizada bem como a transparência do comércio OTC.

5. APRECIAÇÃO DA MEDIDA

5.1. Existência de um auxílio estatal na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE

(199) A Comissão já tinha concluído, no considerando 143 da decisão de início do procedimento, que o mecanismo constitui um auxílio estatal na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE.

5.1.1. *Imputabilidade e financiamento através de recursos estatais*

(200) Relativamente à existência de recursos estatais, no mecanismo de capacidade francês, as autoridades francesas concedem garantias de capacidade aos operadores de capacidade a título gratuito. Ao mesmo tempo, criam um mercado para estas garantias, ao imporem uma obrigação de quota aos fornecedores de eletricidade, associando estas quotas aos picos de procura dos seus clientes. Criam, assim, uma procura para os certificados e um valor correspondente. Acresce que, em vez de vender os certificados aos operadores de capacidade ou de os leiloar, o Estado atribui-os gratuitamente, renunciando, assim, a recursos públicos.

(201) Nem as autoridades francesas nem os terceiros apresentaram argumentos que ponham em causa esta análise.

(202) Contudo, a Comissão já adotou, entretanto, uma decisão que confirma que um sistema de subvenções com base em certificados de instalações de produção de energia a partir de fontes renováveis constitui um auxílio estatal ([31]). Note-se que, neste caso, não estava garantido um preço mínimo para os certificados verdes.

(203) Além disso, não é correto distinguir o presente caso do caso de certificados verdes romenos, alegando que no mecanismo francês os fornecedores poderiam optar por repercutir ou não os custos de aquisição das garantias de capacidade nos consumidores. Com efeito, pelo menos o preço para as garantias de capacidade deve ser incluído nas tarifas de venda regulamentadas, nos termos do artigo R 337-19 do decreto n.º 2015-1823, de 30 de dezembro de 2015, relativo à codificação da parte regulamentar do código da energia. Além disso, as autoridades francesas defenderam que o preço de mercado (o PMR, utilizado para a regularização dos desvios) deve corresponder à média dos preços resultantes dos diferentes leilões realizados (e não pode, portanto, ter em conta os preços de transações OTC), precisamente para assegurar que o PMR possa ser replicado. Esta replicabilidade do PMR diz respeito à capacidade de replicar o PMR nos contratos de venda entre os fornecedores e os seus clientes e é solicitada por uma grande parte dos intervenientes, segundo as autoridades francesas. Isto confirma que grande parte dos fornecedores, se não todos, vão repercutir os custos decorrentes da compra de garantias de capacidade nos seus clientes.

(204) Além disso, o mecanismo de capacidade, tal como inicialmente concebido pelas autoridades francesas, previa um «dispositivo de controlo», ou seja, um processo de concurso que servia como uma solução de recurso para as autoridades públicas, a utilizar no caso de, havendo necessidade de novas capacidades, o mercado de capacidade não incentivar a sua construção. Esta possibilidade de intervenção direta no mercado pelo Estado confirma ainda mais a qualificação do mecanismo de capacidade como um auxílio estatal.

(205) Além disso, algumas alterações que a França introduziu no mecanismo de capacidade na sequência das observações das partes interessadas sobre as dúvidas manifestadas pela Comissão na decisão de início do procedimento, devem ser consideradas auxílios estatais. É o que sucede com os contratos plurianuais, através dos quais o Estado garante um rendimento de capacidades certo para os seus beneficiários durante um período de sete anos. O Estado desempenha um papel primordial neste mecanismo: é o Estado que obriga a RTE a celebrar contratos com as novas capacidades, desde que sejam competitivas, e é através desses contratos que estas novas capacidades terão a certeza de receber um preço fixo para a sua capacidade durante sete anos.

([31]) SA.37345 (2015/NN) — *Polish certificates of origin system to support renewables and reduction of burdens arising from the renewables certificate obligation for energy intensive users* (Sistema de certificados de origem polacos para o apoio às de energia renováveis e redução dos encargos resultantes da obrigação de certificação das energias renováveis para os utilizadores intensivos de energia).

5.1.2. *Vantagem seletiva*

(206) No que respeita ao argumento avançado pela EDF, bem como por uma empresa presente principalmente em França no segmento da venda por grosso, que consideram que o mecanismo constitui uma obrigação de serviço público, uma vez que a remuneração de capacidades é a contrapartida de um serviço prestado pelos operadores de capacidade, a Comissão considera que este argumento já foi abordado na decisão de início do procedimento. Recorde-se que a Comissão considerou que o serviço não pode ser fornecido nem valorizado pelo mercado. Com efeito, as autoridades francesas tiveram de criar um mercado impondo obrigações de disponibilidade e de retenção de garantias de capacidade aos vários intervenientes do mercado da eletricidade a fim de valorizar essa disponibilidade. Com efeito, graças ao estabelecimento deste mercado de capacidade, os operadores de capacidade obterão fundos que, de outro modo, não receberiam, e obterão, assim, uma vantagem que não teriam obtido na ausência do mercado criado pelas autoridades.

(207) Além disso, o argumento avançado pela EDF e por outra empresa de eletricidade verticalmente integrada, segundo o qual o mecanismo de capacidade não confere uma vantagem seletiva aos operadores de capacidade, uma vez que todos os intervenientes no mecanismo se encontram numa situação factual e jurídica idêntica e beneficiam de uma completa igualdade de tratamento, já foi abordado na referida decisão de início do procedimento. Convém lembrar que a Comissão considera que a vantagem é seletiva, uma vez que o mecanismo prevê um auxílio aos operadores de capacidade e não a outros setores da economia.

(208) Uma vez que a França não invocou novos argumentos, a Comissão mantém a sua avaliação e as suas conclusões na decisão de início do procedimento (referidas nesta decisão) de que o mecanismo confere uma vantagem seletiva aos operadores de capacidade.

5.1.3. *Efeitos na concorrência e nas trocas comerciais entre Estados-Membros*

(209) As autoridades francesas retomaram o seu argumento, tido em conta pela Comissão na sua decisão de início do procedimento, de que o mecanismo de capacidade não terá qualquer impacto no mercado da eletricidade. Importa lembrar que a Comissão tinha concluído que o mecanismo tinha o potencial de afetar as trocas comerciais entre os Estados-Membros e falsear a concorrência, uma vez que os operadores de capacidade franceses obteriam uma vantagem que os seus concorrentes estrangeiros não podiam obter, porque não têm qualquer direito de participar na capacidade do mercado francês.

(210) Note-se que uma das soluções propostas pela França consiste justamente na participação explícita das capacidades transfronteiriças no mecanismo francês. Contudo, esta participação é limitada à capacidade de interligação útil da França (ou seja, após a aplicação de fatores de *de-rating*) com os seus países vizinhos. Além disso, não é garantido que estas capacidades transfronteiriças beneficiem de uma remuneração igual à das capacidades francesas pelo serviço prestado, devido ao custo adicional suportado para participar no mecanismo francês, ligado à obtenção e à aquisição de bilhetes de interligação.

(211) Por conseguinte, confirma-se a avaliação e as conclusões da Comissão na decisão de início do procedimento (referidas nesta decisão), segundo as quais a vantagem em termos de remuneração da capacidade, conferida aos operadores de capacidade franceses, tem o potencial de afetar as trocas comerciais entre os Estados-Membros e de falsear a concorrência.

5.1.4. *Conclusão sobre a existência de auxílio estatal*

(212) Pelas razões acima evocadas, a Comissão mantém que o mecanismo de capacidade francês constitui um auxílio estatal na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE.

5.2. **Legalidade do auxílio**

(213) Ao iniciarem a primeira certificação de fornecedores de capacidade, a partir de 1 de abril de 2015, as autoridades francesas iniciaram a atribuição dos ativos incorpóreos aos beneficiários. Por conseguinte, a Comissão considera que as autoridades francesas começaram a implementar a medida de auxílio em questão, na aceção do artigo 108.º, n.º 3, do TFUE.

(214) Além disso, as autoridades francesas não suspenderam as eventuais transações de garantias de capacidade na sequência da decisão de início do procedimento.

(215) Dado que a Comissão não tinha tomado uma decisão definitiva sobre a medida antes da data em que as autoridades francesas começaram a implementar o mecanismo, a França agiu em violação da obrigação que lhe incumbe por força do artigo 108.º, n.º 3, do TFUE.

5.3. **Compatibilidade com o mercado interno**

(216) Para apreciar se uma medida de auxílio pode ser considerada compatível com o mercado interno, a Comissão analisa, regra geral, se a conceção da medida de auxílio garante que o seu impacto positivo para alcançar um determinado objetivo de interesse comum ultrapassa os seus efeitos potencialmente negativos sobre as trocas comerciais e a concorrência.

(217) O principal objetivo da medida é a segurança do aprovisionamento de eletricidade. Por conseguinte, a Comissão analisou a medida com base na secção 3.9 das Orientações relativas aos auxílios estatais à proteção ambiental e à energia para o período 2014-2020 («EEAG»), que diz respeito aos auxílios à adequação da produção.

(218) A análise da Comissão nesta decisão limitar-se-á estritamente aos pontos relativamente aos quais a Comissão manifestou dúvidas na decisão de início do procedimento.

5.3.1. *Objetivo de interesse comum e necessidade*

5.3.1.1. Quanto à segurança do aprovisionamento

(219) Tal como explicado no considerando 149 da decisão de início do procedimento, a França explicou que, nos últimos anos, o pico da procura de eletricidade francês está a aumentar (passando de 79 590 MW em 2001 para 102 100 MW em 2012), enquanto a média da procura de eletricidade permaneceu estável. Tal dever-se-ia principalmente à forte termossensibilidade do sistema elétrico francês: uma ampla utilização de aquecimento elétrico em edifícios residenciais e comerciais.

(220) Além disso, segundo a França, as instalações de produção de ponta (normalmente as centrais a gás), tornaram-se menos competitivas nos últimos anos por várias razões (ver considerando 45). Apesar disso, essas centrais, e sobretudo as de ponta, são necessárias para cobrir os picos de consumo extremos descritos na secção 5.3.1.1. No entanto, a ocorrência rara e imprevisível dos referidos picos faz com que os operadores do mercado se abstenham de investir em novas capacidades de produção.

(221) Por estas razões, e como o demonstram os cálculos de RTE reproduzidos no considerando 105, o critério de falha de abastecimento francês de três horas por ano, em média, corre o risco de não poder ser atingido em caso de vaga de frio (uma vez em cada dez anos em França).

(222) No que respeita ao considerando 154 da decisão de início do procedimento, a França demonstrou que as avaliações da adequação da RTE eram mais recentes e pormenorizadas do que os antigos estudos determinísticos da REORTE. Tomam em conta, por exemplo, a situação precária das centrais existentes e o risco de poderem encerrar (cenário «térmico baixo»; ver figura 3). Por estas razões, poderão existir diferenças entre os antigos estudos de adequação efetuados pela RTE e os realizados pela REORTE.

(223) A este propósito, a França tomou também em conta as conclusões do *Mid-Term Adequacy Forecast* publicado em 2016 pela REORTE, que é a 1.ª versão a basear-se numa metodologia probabilística (ver considerando 100). No cenário de base de 2020, a expectativa de falha em França é ligeiramente inferior ao objetivo de segurança do aprovisionamento fixado pelo Governo. No entanto, não é esse o caso no estudo efetuado com GRARE, baseado no maior número de simulações Monte Carlo (2 100), que avalia a expectativa de falha de abastecimento em França entre cinco horas e 20 horas (P95). Além disso, importa salientar que todos os estudos realizados em relação a 2020 se baseiam nas seguintes hipóteses: i) disponibilidade total das centrais desmanteladas, o que é uma hipótese otimista segundo a REORTE, e ii) o mecanismo de capacidade de França está operacional de 2017 a 2020. Assim, pode concluir-se que os estudos mais recentes da REORTE não contradizem e confirmam até as conclusões das autoridades francesas quanto à necessidade do mecanismo.

(224) Os estudos da RTE também têm em conta os dados mais recentes sobre o pico de consumo e, por conseguinte, o impacto das medidas alternativas adotadas para aumentar as capacidades de gestão da carga (tal como foi solicitado pela Comissão no considerando 163 da decisão de início do procedimento). No entanto, demonstram claramente que o nível máximo de falha de abastecimento estabelecido em França pode ser excedido nos próximos anos, na ausência de intervenção do Estado.

(225) A necessidade (e a urgência) de criar um mecanismo de capacidade em França é também partilhada pela grande maioria das partes interessadas. Alguns deles apresentaram os seus planos financeiros para assim demonstrar a existência de um problema de «*missing money*» em França, contrariamente ao que considerava a Autoridade da Concorrência no seu parecer de 2012 (mencionado no considerando 158 da decisão de início do procedimento)

(226) É certo que a análise da RTE relativa à adequação das capacidades no seu balanço previsional de 2015 era mais otimista do que a realizada em 2014 (ano em que mecanismo de capacidade entrou em funcionamento), mas a França explicou que tal se devia ao sinal dado pela instauração do mecanismo (quando o mecanismo foi criado, algumas centrais abandonaram a sua intenção de fechar).

(227) Além disso, embora as autoridades francesas não contestem que existe atualmente uma sobrecapacidade em França, isto não exclui, contudo, que a segurança do abastecimento esteja ameaçada nos próximos anos, mais especificamente na eventualidade de uma grande parte das centrais de produção, deficitárias, serem obrigadas a fechar. Os estudos da RTE confirmam a existência de um problema de «*missing money*» e indicam que este risco de encerramento de centrais é real, hipótese que, de resto, é apoiada pelos considerandos 43, 44 e 46.

5.3.1.2. Quanto às outras objeções expressas pela Comissão:

(228) No que diz respeito à proposta de aplicação de preços diferenciados de utilização das redes, de acordo com as estações do ano, os dias da semana e/ou as horas do dia, a França confirmou que a «TURPE» já varia em função do horário e da estação do ano.

(229) A França explicou, aliás, de forma satisfatória os fatores de *de-rating* aplicados às energias renováveis, tal como solicitado pela Comissão no considerando 153 da decisão de início do procedimento. Parecem bastante otimistas quanto à contribuição das energias renováveis para a segurança do aprovisionamento, não fazendo, portanto, recear uma subestimação das capacidades disponíveis. De qualquer modo, as energias renováveis terão a possibilidade de optar pelo regime geral, baseado na autocertificação controlada.

5.3.1.3. Conclusão sobre o objetivo de interesse comum e a necessidade da medida

(230) Por estas razões, a Comissão considera que o mecanismo, que serve o objetivo de interesse comum de garantir a segurança de aprovisionamento de eletricidade, é necessário em França. Além disso, este não contradiz o objetivo estabelecido nas EEAG, de eliminar gradualmente os subsídios prejudiciais em termos ambientais, nomeadamente através da gestão da procura (232), aumentando as capacidades de interconexão (194), incluindo a contribuição das energias renováveis no mecanismo (230) e dando preferência a produtores hipocarbónicos (137).

5.3.2. *Adequação da medida de auxílio*

5.3.2.1. Discriminação entre diferentes tipos de capacidades de gestão da carga

(231) A França não contesta a diferença de tratamento entre as chamadas reduções da procura explícitas e as reduções implícitas. Ao invés, considera que estas condições diferentes são necessárias precisamente para permitir que os dois tipos de capacidade de gestão da carga participem no mecanismo em igualdade de condições. A França teve de encontrar um equilíbrio adequado entre os requisitos de ativação e de disponibilidade dos dois tipos de capacidade, sem limitar as possibilidades de participação no mecanismo de capacidade.

(232) A Comissão concorda com a França e considera, em particular, que é lógico que o número de dias abrangidos pela obrigação de redução da procura implícita (dias de PP1) seja inferior ao número de dias durante os quais um operador de redução da procura explícita deve estar disponível, uma vez que a contrapartida exigida pela redução da procura implícita é mais forte (ativação *versus* disponibilidade).

(233) A Comissão aceita que o número de horas PP2 permaneça bem definido a fim de não excluir as capacidades explícitas do mecanismo ou de não limitar a sua participação mais do que o necessário.

(234) Tal como explicado nos considerandos 111 a 115, a RTE realizou um estudo aprofundado para calcular o número de horas PP1 e PP2 de modo a basear esses cálculos no impacto potencial que a redução da procura poderia ter para identificar as falhas de abastecimento. O estudo indicava que 94 % das horas de falha de abastecimento poderiam ser identificadas durante as 100 horas anuais de maior consumo (por este motivo, o período de PP1 representa as 100-150 horas de maior consumo) e que 99 % das horas de falha de abastecimento estão incluídas nas 300 horas de maior consumo (é por isso que PP2 abrange entre 100 e 300 horas ([32]) de maior consumo).

(235) Além disso, o argumento avançado por uma série de terceiros interessados de que as capacidades de resposta à procura explícitas só devem ser ativadas em períodos de vaga de frio (ou seja, uma vez de dez em dez anos), não se justifica, em nossa opinião, porque todas as capacidades serão efetivamente ativadas pelo menos uma vez por ano de fornecimento para efeitos do teste de monitorização.

(236) Por estas razões, a Comissão considera que a França encontrou um justo equilíbrio entre as diferentes obrigações de capacidades de gestão da carga sem limitar a sua participação no mecanismo. A Comissão regista a proposta da França de avaliar no futuro o rácio PP1/PP2, e de o rever, se tal se revelar necessário.

(237) A medida é suficientemente flexível e proporciona incentivos adequados e apropriados às diferentes capacidades de gestão da carga, tal como solicitado no ponto 226 das EEAG.

5.3.2.2. Exclusão das capacidades transfronteiriças

(238) A fim de eliminar as dúvidas da Comissão sobre este ponto, as autoridades francesas propuseram um mecanismo que permite a participação «explícita» no mecanismo francês de capacidades de produção transfronteiriças e de capacidades de gestão da carga. Esta proposta está condicionada a acordos de cooperação com os ORT dos países transfronteiriços em que as capacidades participantes estão instaladas. A fim de evitar recorrer a uma participação implícita de capacidades transfronteiras na ausência de um tal acordo, as autoridades francesas propuseram a certificação das interligações em causa para que estas possam participar diretamente no mecanismo ([33]).

(239) A solução proposta pela França, descrita nos considerandos 119 a 124 da presente decisão, está, portanto, em conformidade com o ponto 226 das EEAG. A Comissão salienta que o calendário para a execução desta solução, tal como proposto no considerando 125, deve ser considerado um calendário rigoroso e que a França deve informar a Comissão das várias fases de aplicação da referida solução.

5.3.2.3. Ausência de sinais para os novos investimentos

Ausência de contratos a longo prazo

(240) Na sequência das dúvidas manifestadas sobre este ponto pela Comissão na decisão de início do procedimento, a França propôs um mecanismo para a participação efetiva das novas capacidades no mecanismo de capacidade, conforme descrito nos considerandos 131 a 138 da presente decisão. Este mecanismo consiste na celebração de contratos plurianuais de novas capacidades competitivas.

(241) A Comissão já concluiu que poderiam justificar-se contratos por períodos mais longos para atrair novos investimentos, especialmente de novos operadores, a fim de facilitar o seu acesso ao financiamento ([34]).

(242) A França explicou que o objetivo dos contratos de sete anos para os novos investimentos era garantir cerca de 50 % dos custos de investimento em novas capacidades. Esta medida ajudaria a reduzir a taxa de rendimento exigida pelos promotores e financiadores dos projetos de investimento e facilitaria o financiamento externo.

([32]) No intervalo de 100 a 300 horas, as autoridades francesas escolheram o número de 250 horas pelos motivos expostos no considerando 114.
([33]) Ver nota 24.
([34]) Decisão C (2014) 5083 final, de 23 de julho de 2014. *SA.35980* — GB capacity mechanism, considerandos 129 e 139.

Note-se igualmente que a duração do contrato é inferior ao período de vinte anos utilizado para o projeto de Landivisiau na Bretanha e ao de quinze anos para o mecanismo de capacidade da Grã-Bretanha. Embora seja difícil encontrar uma boa e justa referência para a duração dos contratos de capacidade, note-se que períodos contratuais mais curtos têm a vantagem de ser mais flexíveis para o mercado a longo prazo e evitar um bloqueio na escolha das tecnologias (*lock-in effect* [efeito de bloqueio]).

(243) A Comissão considera que a França instituiu um bom equilíbrio entre as vantagens e os inconvenientes das diferentes durações de contratos possíveis, e que a duração considerada oferece, por seu lado, uma segurança satisfatória para os investimentos a longo prazo, evitando ao mesmo tempo o risco de «bloqueio» das tecnologias que poderiam ser causados por períodos mais longos.

Dificuldade para os fornecedores de prever com grande antecedência a evolução das suas carteiras de clientes.

(244) Na decisão de início do procedimento, a Comissão manifestou dúvidas quanto à possibilidade de os fornecedores, e sobretudo os novos operadores, preverem com precisão e com bastante antecedência a evolução das suas carteiras de clientes e, assim, darem um sinal de preço fiável para o mercado relativamente às necessidades de capacidade do sistema.

(245) Estas dúvidas, por outro lado confirmadas por uma série de terceiros interessados, foram suscitadas a três níveis. Em primeiro lugar, a França propôs obrigar a RTE a ajudar os fornecedores alternativos a preverem melhor o nível final das suas obrigações de capacidade Em segundo lugar, o mecanismo permite uma maior transparência e liquidez do mercado de certificados. Em terceiro lugar, este mecanismo permite um ajustamento da carteira dos certificados dos pequenos fornecedores para reequilibrar essas carteiras durante o ano de fornecimento, mas também *ex post*.

(246) Esta solução ajudará os fornecedores alternativos a preverem melhor antecipadamente as suas obrigações específicas em termos de garantias de capacidade. Ao ajudar os fornecedores a avaliarem melhor as suas necessidades em termos de capacidade, esta solução irá assegurar um preço de capacidade mais exato e, em caso de necessidade, incentivará os investimentos em novas capacidades.

Potencial falta de incentivos para que os intervenientes façam face aos desequilíbrios antes do ano de fornecimento (AF)

(247) No seguimento das reservas formuladas pela Comissão quanto ao caráter potencialmente insuficiente dos incentivos para que os intervenientes a corrijam os desequilíbrios antes do ano de fornecimento (AF), as autoridades francesas propuseram que qualquer reequilíbrio cumulativo sensível ocorrido antes do ano de fornecimento, fosse sujeito a penalização. Além disso, as autoridades propõem duplicar o coeficiente de incentivo «k», aplicado aos desequilíbrios e reforçar a penalização da regularização dos desvios (relativos a transações em curso) para os desequilíbrios que ultrapassem um limite máximo de 1 GW (ver considerandos 141 e 143). Além disso, a regra anterior estabelece que, a partir do início do AF, qualquer reequilíbrio é pago.

(248) As soluções propostas pela França têm um objetivo comum: incentivar os intervenientes do mecanismo a corrigir os desequilíbrios antes do início do AF e, de qualquer modo, antes da regularização dos desvios. Tal encorajará os intervenientes a fazerem a grande maioria das transações necessárias antes do AF e aumentará ainda a representatividade do PMR (utilizado para a regularização dos desvios e para a refaturação dos consumidores). Assim, o sinal de preço decorrente do comércio de garantias de capacidade será, em nossa opinião, mais representativo e fiável, e o mecanismo terá mais credibilidade para incentivar novos investimentos, em caso de necessidade.

O limite do preço das regularizações dos desvios não reflete o CONE

(249) Em resposta à crítica da Comissão segundo a qual o limite do preço das regularizações dos desvios não reflete os custos de um novo operador (CONE), as autoridades francesas comprometeram-se a aumentar progressivamente o preço administrativo (ver considerandos 146 e 147), de modo a que, a partir do AF de 2021, este corresponda aos CONE.

(250) Esta solução corresponde às exigências do mercado e da Comissão, de alinhar o limite máximo indireto sobre os preços de capacidade, que é o preço administrativo, pelos custos de um novo operador. Assim, em caso de necessidade, podem ser realizados novos investimentos.

(251) As autoridades garantiram ainda à Comissão que o *spread* entre o ARENH e o preço da eletricidade de mercado não constituiriam um limite máximo indireto sobre os preços de capacidade (ver considerandos 149 a 151). Mais especificamente, explicaram que o volume de garantias de capacidade associado ao produto ARENH é suficientemente baixo em comparação com a totalidade do mercado de capacidade e, portanto, não é capaz de influenciar o preço de outras garantias de capacidade. Além disso, o *spread* atual faz com que, atualmente, o ARENH não seja um produto competitivo. No entanto, a Comissão salienta que as autoridades francesas irão examinar, aquando de uma futura avaliação do mecanismo, a possibilidade de «financiarizar» a componente capacidade do produto ARENH, para evitar que este produto não perturbe a livre formação dos preços no mercado de capacidade, se for caso disso.

Conclusão sobre os sinais para novos investimentos

(252) As diferentes soluções propostas pela França para promover novos investimentos estão, assim, em conformidade com o ponto 226 das EEAG. Em especial, a França irá aplicar medidas para assegurar a participação de capacidades transfronteiriças e para incentivar os novos investimentos, o que assegurará a abertura do mecanismo a um maior número de potenciais operadores de capacidade.

5.3.2.4. Outras objeções da Comissão

(253) As autoridades francesas esclareceram, a contento da Comissão, as razões pelas quais tinham adotado, quando necessário, as diferentes propostas de melhoria do mecanismo formuladas pela Autoridade da Concorrência.

5.3.2.5. Conclusão sobre a adequação da medida

(254) À luz das considerações precedentes, a medida é considerada adequada para atingir o objetivo de interesse comum identificado.

5.3.3. *Efeito de incentivo*

(255) A Comissão já tinha concluído, no considerando 184 da decisão de início do procedimento, que o mecanismo podia ter o efeito de incentivo requerido. Mantém esta consideração.

5.3.4. *Proporcionalidade*

5.3.4.1. Sobreavaliação do consumo

(256) Na decisão de início do procedimento, a Comissão tinha identificado um risco de sobreavaliação do consumo pelos fornecedores, em especial, se as obrigações de capacidade individuais dos fornecedores não forem suficientemente claras.

(257) À luz das observações da Comissão nos considerandos 245 a 247, conclui-se que as autoridades francesas previram medidas para ajudar os fornecedores a calcularem melhor as suas obrigações de capacidade.

(258) Esta solução responde efetivamente às objeções expressas pela Comissão na decisão de início do procedimento.

5.3.4.2. Falta de transparência na fixação do preço da capacidade

(259) Na versão inicial do mecanismo de capacidade, os diferentes intervenientes tinham pouca perceção das transações OTC, dado que estavam dependentes da publicação periódica pela CRE dos dados sobre o volume do comércio de garantias de capacidade e dos preços médios das transações. Além disso, a fim de evitar abusos e falta de transparência, as autoridades tinham obrigado os operadores verticalmente integrados a manterem contas separadas no registo das garantias de capacidade (uma conta para os operadores de capacidade e uma conta para os fornecedores).

(260) Na sequência das preocupações da Comissão relativamente a uma eventual falta de transparência dos acordos comerciais subjacentes ao mecanismo, a França propôs soluções para reforçar a visibilidade em todas as trocas comerciais e para todos os intervenientes. Em primeiro lugar, propõem facilitar a todos os intervenientes o acesso ao registo das transações OTC (registadas sob anonimato), garantindo assim a visibilidade dos volumes e preços, e assegurando simultaneamente o anonimato dos operadores (ver considerando 163). Em segundo lugar, propõem reforçar os leilões organizados, aumentando o número de leilões nos quatro anos anteriores ao primeiro ano de fornecimento para quinze e obrigando alguns operadores de capacidade (os RPC > 3 GW) a colocar os seus certificados no mercado de acordo com um regime determinado (ver considerandos 164 e 165).

(261) A abordagem proposta pelas autoridades francesas oferece aos fornecedores alguma flexibilidade, já que permite as transações OTC, garantindo simultaneamente uma certa transparência nessas transações.

(262) O livre acesso ao registo das transações (anónimo) garante a transparência do mercado OTC e assegura a ausência de assimetria de informação entre o operador dominante, que será o principal vendedor, e os seus concorrentes. A abordagem proposta permite ainda aos intervenientes ter em conta os preços realizados no mercado OTC quando formularem as suas propostas no mercado à vista (*spot*) e garantir assim uma maior coerência entre os dois mercados. Neste sentido, a abordagem proposta também reforça o controlo do regulador ao revelar de forma imediata uma tentativa de manipulação do preço por parte de um operador se este adotar um comportamento radicalmente diferente entre o mercado organizado e o mercado OTC.

(263) Além disso, o reforço dos leilões organizados deverá garantir um nível de liquidez suficiente desses leilões e reforçar assim a representatividade do preço de referência de mercado (o preço da capacidade utilizada pela maioria dos fornecedores para as suas vendas e também como valor de referência para o mecanismo de regularização dos desvios).

(264) Esta solução permite evitar o risco de uma «retenção económica» das garantias de capacidade pelos grandes operadores de capacidade, promover a transparência no mercado, aumentar a liquidez do mercado organizado e facilitar a fiscalização do mercado pelo regulador.

(265) A introdução de uma «dupla limitação» em relação aos anos AF-3 AF-2 e AF-1 resolve o risco de manipulação do mercado por parte dos operadores integrados. Com efeito, estes últimos poderiam, de forma artificial, reduzir o número de certificados não vendidos através de transferências internas. Ao introduzir uma limitação em relação ao nível de capacidade certificado, as autoridades francesas garantem que os operadores integrados serão obrigados, mesmo se efetuarem cessões internas, a garantir um certo nível de liquidez no mercado organizado à vista.

(266) A limitação da capacidade certificada em 25 % permite garantir que os operadores integrados, e o operador dominante em especial, colocarão todos ou parte dos seus certificados no mercado organizado à vista e não poderão contornar este requisito através das suas cessões internas. Esta solução assemelha-se a uma solução de tipo *market-making* (criação de mercado).

(267) A aplicação de um limite máximo (em GW) à obrigação de oferecer um determinado volume de garantias de capacidade nos leilões realizados assegurará que os principais intervenientes, nomeadamente o operador histórico, assumirão o papel de «*market maker*» (criadores de mercado) no mecanismo, garantindo sempre a liquidez dos leilões.

(268) Ao assegurar a liquidez do mercado, as autoridades francesas responderam assim à objeção expressa pela Comissão no considerando 200 da decisão de início do procedimento.

(269) De um modo geral, com estas medidas, as autoridades francesas responderam às preocupações da Comissão quanto à falta de transparência do mecanismo de fixação dos preços, expressas na sua decisão de início do procedimento.

5.3.4.3. Exclusão de certos tipos de operadores de capacidade do mecanismo

(270) Na decisão de início do procedimento, a Comissão considerou que o risco de exclusão de alguns intervenientes no mecanismo, como determinadas capacidades de resposta à procura (devido a uma potencial discriminação entre si), capacidades estrangeiras ou ainda novas capacidades de produção, poderia causar um risco de sobrecompensação dos intervenientes que podem participar no mecanismo, devido a um nível reduzido de pressão concorrencial.

(271) Tal como explicado nas secções 5.3.2.1, 5.3.2.2 e 5.3.2.3, respetivamente, as autoridades francesas comprometeram-se a tomar medidas adequadas, a fim de assegurar a participação efetiva dos diferentes intervenientes supramencionados no mecanismo. Tal assegurará a concorrência no âmbito do mecanismo e deverá conduzir a um preço de capacidade que exclui a sobrecompensação.

(272) Para estarem conformes com as EEAG, os mecanismos propostos para a participação das capacidades transfronteiriças e para a contratualização plurianual das novas capacidades de produção devem ser proporcionais.

(273) O mecanismo de inclusão de capacidades transfronteiriças está descrito nos considerandos 119 a 124 da presente decisão. Uma vez obtidos os bilhetes de interligação pelas capacidades estrangeiras, estas participarão diretamente no mercado francês de garantias de capacidade e, na medida em que se considera que este mercado não conduz a sobrecompensação, o mesmo acontecerá na venda de garantias pelas capacidades estrangeiras. No âmbito do mecanismo criado para permitir a participação das capacidades estrangeiras, as capacidades de interligação poderão igualmente beneficiar de alguma remuneração decorrente da venda de bilhetes de interligação. Uma vez que a participação nestes leilões será provavelmente bastante elevada (qualquer capacidade de resposta à procura e de produção de eletricidade do Estado-Membro vizinho interligado pode participar), em especial tendo em conta o número de bilhetes que se espera ver leiloados, pode considerar-se que tais leilões não darão origem a qualquer sobrecompensação. Este mecanismo é, por conseguinte, proporcionado.

(274) O mecanismo proposto pelas autoridades francesas para permitir a participação das novas capacidades no mercado de capacidade francês está descrito nos considerandos 131 a 138 da presente decisão. No que diz respeito à proporcionalidade deste mecanismo, a Comissão entende que o mecanismo exclui qualquer sobrecompensação a favor das novas capacidades. Em especial, as propostas destas últimas deverão, em qualquer caso, ser inferiores ao preço de referência inicial, que corresponde ao preço médio resultante de diferentes processos concorrenciais (foi proposto que o preço fosse calculado como o preço ponderado da capacidade resultante do leilão organizado em AF-4, mas também dos leilões AF-2 e AF-1 em curso). O facto de os fornecedores de novas capacidades não saberem qual é o preço de referência exato inicial no momento em que vão colocar as suas propostas, deve assegurar que essas propostas são tão baixas quanto possível para serem competitivas. Dado que os proponentes não sabem se já terão sido submetidas outras propostas para novas capacidades quando colocarem as suas propostas, as limitações de volume para as novas capacidades incentivarão os proponentes a oferecer o preço mais baixo possível para os seus investimentos. Por conseguinte, a Comissão considera que não haverá qualquer risco de sobrecompensação no que respeita aos novos investimentos. Este mecanismo é, por conseguinte, proporcionado.

5.3.4.4. O poder de mercado da EDF

(275) Tal como explicado no considerando 64, n.º 4, a preocupação da Comissão de que a EDF poderia facilmente manipular os preços da capacidade em benefício próprio, deveu-se a três riscos mais específicos do mecanismo (alguns dos quais podem, aliás, aplicar-se a todos os intervenientes no mercado):

1) risco de retenção de capacidades;

2) risco de retenção de garantias de capacidades; e

3) risco de compressão tarifária.

Risco de retenção de capacidades

(276) A França propôs três categorias de alterações ao mecanismo para evitar ao máximo o risco de retenção de capacidade:

1) obrigar os operadores de capacidade a certificar as suas capacidades disponíveis numa faixa definida pelos valores históricos de referência;

2) impor obrigações de reequilíbrio num prazo curto, conforme definido nas regras, na ocorrência de eventos importantes (por exemplo: desmantelamento, encerramento definitivo, avaria de que resulte diminuição da disponibilidade durante um longo período, etc.) e pagamento de qualquer reequilíbrio cumulativo que exceda um determinado limite (máximo 1 GW) antes do ano de fornecimento; e

3) alterar o mecanismo de regularização de desvios: o coeficiente de incentivo «k» duplicará e será ainda aumentado para os desequilíbrios negativos que ultrapassem um limite máximo de 1 GW/será ainda menos remunerador para os desequilíbrios positivos que também ultrapassem um limite máximo de 1 GW. Além disso, o preço administrativo aumentará progressivamente de 20 000/MW EUR em 2017 para 40 000/MW EUR em 2018 e 2019, atingindo 60 000/MW EUR em 2020, voltando a ser atualizado anualmente para um valor correspondente ao CONE.

(277) A primeira solução permite garantir que os operadores de capacidade que dispõem de uma ampla carteira de capacidades não estarão em condições, no âmbito da «faixa» de certificação, de manipular o mercado. Além disso, esta solução permite às entidades reguladoras identificar mais facilmente os comportamentos suspeitos relativamente ao quadro existente.

(278) A segunda solução deve reforçar os incentivos para que os intervenientes no mercado apresentem, no âmbito da «faixa» de certificação, a melhor estimativa do nível de disponibilidade das suas instalações. No que se refere à medida que obriga ao pagamento dos reequilíbrios significativos antes do AF, as autoridades francesas propuseram tornar esta medida assimétrica e exigir o pagamento de reequilíbrios pagos para a evolução dos níveis de certificação apenas aos intervenientes que efetuaram um volume significativo de reequilíbrios. O argumento é que a aplicação desta medida a todos os intervenientes poderia constituir um obstáculo à concorrência, uma vez que seria *de facto* muito mais onerosa para os operadores com um baixo volume de capacidades em relação ao operador dominante que poderia ampliar os seus desvios. A introdução de um limite máximo (num nível a definir, mas superior a 1 GW) permite, por conseguinte, i) manter a flexibilidade do dispositivo atual para a maioria dos intervenientes, mas ao mesmo tempo ii) suprimir a possibilidade de os operadores que dispõem de uma ampla carteira de capacidade manipularem o mercado, efetuando muitos «pequenos» reequilíbrios.

(279) A terceira solução levará a reforçar os incentivos para que todos os intervenientes do mercado troquem certificados no mercado de capacidades, contribuam para a formação de um preço de referência do mercado que reflita efetivamente o valor da capacidade, e não possam escolher arbitrariamente entre uma passagem pelo mercado e um *sourcing* (abastecimento) no quadro da regularização dos desvios.

(280) A Comissão considera que o conjunto destas medidas permite que o risco de retenção de capacidades, embora não possa ser totalmente excluído, seja pelo menos minimizado. É evidente que o controlo do mercado pelas autoridades reguladoras francesas complementa estes incentivos integrados no mecanismo.

Risco de retenção de garantias

(281) A fim de evitar o risco de retenção de garantias, as autoridades francesas comprometeram-se a aumentar o número de leilões realizados antes do ano de fornecimento e a obrigar os operadores de capacidade a oferecer determinados volumes mínimos de garantias em cada sessão de leilões organizada.

(282) Estas medidas vêm juntar-se às medidas já existentes, como a possibilidade de os fornecedores obterem garantias de capacidade quando adquirem o produto ARENH. A este propósito, as autoridades sugeriram que se analisasse a possibilidade de «financiarizar» a componente capacidade do produto ARENH no âmbito de uma futura avaliação do funcionamento do mercado, para evitar que este produto comprometa a livre formação dos preços no mercado de capacidade. Esta solução responde, em parte, às propostas de revisão do ARENH feitas por algumas partes interessadas, referidas no considerando 182, ponto 2), da presente decisão.

(283) O conjunto destas medidas das autoridades francesas deverá ajudar a minimizar a capacidade e o interesse dos grandes operadores de capacidade, e designadamente do operador histórico, em reter garantias de capacidade. Além disso, a liquidez das sessões de leilões de garantias seria assim assegurada.

(284) A Comissão considera, portanto, que estes compromissos constituem um conjunto de medidas proporcionais aos desafios de liquidez invocados pela Comissão na decisão de início do procedimento.

Risco de compressão tarifária pelo operador histórico dominante

(285) No considerando 194 da decisão de início do procedimento, a Comissão apontou para o risco de subvenções cruzadas entre o ramo de produção e o de comercialização do operador histórico (ou seja, a venda de garantias de capacidade aos concorrentes a um preço mais elevado do que o preço de cessão interna entre o ramo de produção e o ramo de comercialização, tendo como consequência um efeito de exclusão dos concorrentes do mercado de fornecimento de eletricidade).

(286) A fim de facilitar a deteção de tais práticas e de as combater, as autoridades irão corrigir uma lacuna na regulamentação existente que permite a transferência gratuita de garantias. Na sequência desta alteração normativa, os fornecedores já não terão a possibilidade de transferir garantias de capacidade a custo zero do seu ramo de produção para o seu ramo de comercialização. A regulamentação deve prever que as transferências internas de um operador integrado se efetuem a um preço representativo dos preços resultantes das sessões do mercado

organizado. Para esse efeito, se o preço resultante da(s) sessão(ões) do mercado organizado não for conhecido à data da transferência interna, os operadores integrados poderão declarar um preço indexado ao preço das sessões do mercado organizado. Por exemplo, um operador integrado poderá declarar que uma transferência interna é igual ao preço de referência de mercado antes de o seu valor exato ter sido formalmente fixado pela Comissão reguladora da energia.

(287) Por outro lado, os operadores do mercado terão pleno acesso ao registo das transações das garantias de capacidade. Assim, o mercado poderá controlar as transferências OTC, uma vez que essas transferências (anónimas) serão públicas. Tal como explicado no considerando 263, esta medida garante a transparência do mercado OTC.

(288) As autoridades francesas responderam assim às objeções da Comissão quanto aos riscos de compressão tarifária pelo operador histórico.

5.3.4.5. Conclusão sobre a proporcionalidade da medida

(289) Tendo em conta as diferentes soluções propostas pela França, a Comissão considera que o mecanismo revisto é proporcional ao seu objetivo.

5.3.5. *Prevenção de efeitos negativos sobre a concorrência e as trocas comerciais*

5.3.5.1. Obstáculos à entrada de novas capacidades de produção

(290) A fim de fazer face às dificuldades das novas capacidades de produção participarem no mecanismo, tal como identificadas pela Comissão na sua decisão de início do procedimento, as autoridades francesas comprometeram-se a alterar o mecanismo do seguinte modo:

1) A criação de um regime plurianual de contratos por diferença (CFD) específicos para as novas capacidades de produção, tal como descrito nos considerandos 131 a 138.

2) Como descrito nos considerandos 146 a 148, o aumento gradual, ao longo do tempo, do preço administrativo para, no final, o igualar ao preço CONE.

(291) Estas medidas devem assegurar a eliminação dos obstáculos à entrada das novas capacidades.

5.3.5.2. Discriminação entre redução da procura implícita e explícita

(292) Conforme explicado no considerando 237, a Comissão considera que a França encontrou um justo equilíbrio entre as diferentes obrigações de capacidades de gestão da carga sem limitar a sua participação no mecanismo. Embora a participação dos dois tipos de redução da procura no mecanismo não seja igual, a Comissão considera que esta diferença é necessária para permitir a participação dos dois tipos de capacidade de gestão da carga da melhor forma possível.

5.3.5.3. Participação explícita das capacidades estrangeiras

(293) Tal como referido nos considerandos 119 a 125, em resposta às preocupações da Comissão e de terceiros, as autoridades francesas propuseram um modelo híbrido, que prevê a atribuição de bilhetes de interconexão que permitiriam, definitivamente, a participação das capacidades de produção estrangeiras.

(294) Tal como explicado no considerando 239, as autoridades francesas propuseram uma medida adequada que permite a participação explícita de capacidades transfronteiriças no mecanismo. Esta objeção da Comissão foi, por conseguinte, resolvida.

(295) A solução para a participação explícita das capacidades transfronteiriças escolhida pela França permite, além disso, remunerar as interligações se esse ativo for escasso. A solução escolhida responde, portanto, ao risco de comprometer o acoplamento de mercados identificados pela Comissão no considerando 206 da decisão de início do procedimento ([35]).

5.3.5.4. Assimetrias de informação entre o operador histórico dominante e os seus concorrentes atuais e potenciais

(296) Tal como explicado nos considerandos 245 a 247 e na secção 5.3.4.1, a Comissão havia identificado o risco de os fornecedores alternativos, e sobretudo os novos operadores, poderem ter dificuldade em calcular as suas obrigações de capacidade individuais. À luz das observações da Comissão nos referidos considerandos, conclui-se que as autoridades francesas previram medidas adequadas para ajudar os fornecedores a calcular melhor as suas obrigações de capacidade.

(297) Além disso, na versão inicial do mecanismo de capacidade, os diferentes intervenientes tinham pouca informação sobre as transações OTC, pelo que não dispunham de uma visão completa sobre o preço da capacidade. A França propôs soluções para reforçar a visibilidade de todas as trocas comerciais para todos os intervenientes, tal como descrito na secção 5.3.4.2. Essas medidas incluem a garantia de acesso para todos os intervenientes ao registo das transações OTC (mantidos anónimos), bem como o reforço dos leilões organizados.

(298) Este conjunto de medidas faz com que os intervenientes, que não o operador histórico, tenham uma melhor visão sobre as suas obrigações em termos de capacidade, por um lado, e sobre o volume e preços das trocas comerciais, por outro. Estas medidas aumentam significativamente a transparência do mecanismo e reequilibram assim a assimetria de informação a favor do operador histórico, que será o maior interveniente no mecanismo, tanto enquanto operador de capacidade como enquanto fornecedor.

5.3.5.5. Preferência dada aos produtores hipocarbónicos

(299) A Comissão regista que, para as novas capacidades, as autoridades francesas preveem a introdução de critérios ambientais conducentes a dar preferência aos produtores hipocarbónicos (ver considerando 137).

(300) Estas disposições respeitam as EEAG ([36]), que insistem na necessidade de tais medidas darem preferência a produtores hipocarbónicos, no caso de serem equivalentes os parâmetros técnicos e económicos apresentados pelos produtores em disputa.

5.3.5.6. Conclusão sobre as potenciais distorções da concorrência e das trocas comerciais intra-UE

(301) Pelas razões acima expostas, a Comissão conclui que já não existe o risco de o mecanismo poder falsear indevidamente a concorrência e/ou as trocas comerciais intra-UE.

5.3.5.7. Duração

(302) Tendo em conta que o mecanismo francês é o primeiro mecanismo de capacidade descentralizado aprovado pela Comissão no âmbito do regime das EEAG, e tendo em conta que a necessidade do mecanismo depende em grande medida da evolução do mercado da energia, um mercado ainda em desenvolvimento num contexto de liberalização do mercado, a Comissão considera que a aprovação do mecanismo deve ser limitada no tempo. A Comissão considera que um período de dez anos é razoável e conforme com decisões anteriores ([37]).

6. **CONCLUSÃO**

(303) A Comissão conclui que a República Francesa implementou ilegalmente um mercado de capacidade em França, em violação do artigo 108.º, n.º 3, do TFUE. No entanto, tendo em conta as diferentes soluções propostas pela França e acima descritas, a medida é compatível com as EEAG,

([35]) Sobre a adaptação do mecanismo à regulamentação europeia, ver ponto 97 das EEAG.
([36]) Ver ponto 233 das EEAG.
([37]) Decisão C (2014) 5083 final, de 23 de julho de 2014. SA.35980 — GB capacity mechanism, considerando 162.

ADOTOU A PRESENTE DECISÃO:

Artigo 1.º

O mercado de capacidade implementado pela República Francesa constitui um auxílio estatal compatível com o mercado interno, nos termos do artigo 107.º n.º 3, alínea c), do TFUE.

Artigo 2.º

A Comissão autoriza o regime de auxílios implementado através do mercado de capacidade por um período máximo de dez anos. Qualquer regime que se mantenha no termo deste período deve ser novamente notificado.

Artigo 3.º

A República Francesa é a destinatária da presente decisão.

Feito em Bruxelas, em 8 de novembro de 2016.

Pela Comissão
Margrethe VESTAGER
Membro da Comissão