DECISÕES

DECISÃO (UE) 2020/2123 DA COMISSÃO

de 11 de novembro de 2020

que concede à República Federal da Alemanha e ao Reino da Dinamarca uma derrogação relativamente à solução conjunta de interligação Kriegers Flak, nos termos do artigo 64.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho

[notificada com o número C(2020) 7948]

(Apenas fazem fé os textos nas línguas dinamarquesa e alemã)

(Texto relevante para efeitos do EEE)

A COMISSÃO EUROPEIA,

Tendo em conta o Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia,

Tendo em conta o Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade ([1]) («Regulamento Eletricidade»), nomeadamente o artigo 64.º,

Tendo informado os Estados-Membros do pedido,

Considerando o seguinte:

1. PROCEDIMENTO

(1) Em 1 de julho de 2020, as autoridades dinamarquesas e alemãs apresentaram à Comissão Europeia um pedido de derrogação da solução conjunta de interligação Kriegers Flak (KF) nos termos do artigo 64.º do Regulamento Eletricidade.

(2) Em 7 de julho, a Comissão Europeia publicou o pedido de derrogação no seu sítio Web ([2]) e convidou os Estados-Membros e as partes interessadas a apresentarem comentários até 31 de agosto de 2020. No Grupo da Energia do Conselho de 13 de julho de 2020, os Estados-Membros foram também informados da apresentação do pedido de derrogação e convidados a formular observações.

2. SOLUÇÃO CONJUNTA DE INTERLIGAÇÃO KRIEGERS FLAK

(3) A designação geográfica Kriegers Flak refere-se a um recife no mar Báltico que abrange as zonas económicas da Dinamarca, da Alemanha e da Suécia. As águas em torno do recife são relativamente pouco profundas, pelo que, em 2007, a Dinamarca, a Alemanha e a Suécia se mostraram interessadas em desenvolver parques eólicos nessa zona. Inicialmente, os operadores das redes de transporte (ORT) dos três Estados-Membros avaliaram a possibilidade de criar um projeto conjunto de ligação dos empreendimentos na zona. Em 2010, o projeto de construção de um parque eólico ligado a dois países (um chamado «projeto híbrido») foi prosseguido apenas pelos operadores das redes de transporte dinamarqueses e alemães.

(4) De acordo com o pedido de derrogação, o objetivo principal de conceber o KF como um projeto híbrido era aumentar o recurso às conexões entre os parques eólicos e a respetiva rede terrestre, disponibilizando esta capacidade para o comércio interzonal quando não estivesse a ser totalmente utilizada no transporte para a costa da eletricidade produzida pelos parques eólicos.

([1]) JO L 158 de 14.6.2019, p. 54.

([2]) https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/derogation_decisions2020v1.pdf

(5) No final de 2010, a Energinet.dk (ORT dinamarquês) e a 50Hertz (ORT alemão para esta zona) assinaram uma convenção de subvenção tendo em vista um contributo de 150 milhões de EUR do Programa Energético Europeu para o Relançamento (EEPR). Em 2013, o KF foi também incluído na primeira lista de projetos de interesse comum (PIC), anexada ao Regulamento Delegado (UE) n.º 1391/2013 da Comissão ([3]). A fundamentação do KF, incluindo o que respeita ao tratamento previsto dos fluxos de eletricidade em caso de congestionamento («gestão de congestionamentos»), foi objeto de intensas discussões com os reguladores nacionais de energia envolvidos e foi também apresentada nos contactos com a Comissão Europeia.

(6) O projeto KF na sua totalidade combina os seguintes elementos (ver também a figura 1 abaixo):

a) Os parques eólicos Baltic 1 e Baltic 2, ambos localizados em zonas alemãs do mar Báltico. O primeiro entrou em serviço em 2011 e tem uma capacidade de 48 MW. O segundo entrou em serviço em 2015 e tem uma capacidade de 288 MW.

b) O parque eólico igualmente denominado Kriegers Flak, localizado em zonas dinamarquesas do mar Báltico. Prevê-se que este parque, com uma capacidade de 600 MW, entre em serviço em 2022.

c) A ligação em rede dos parques eólicos alemães à costa alemã, com uma capacidade de aproximadamente 400 MW, em corrente alternada com uma tensão de 150 kV, numa extensão de 136 km, que entrou em serviço em 2011 e 2015, respetivamente.

d) A ligação em rede do parque eólico dinamarquês à costa dinamarquesa (na zona de ofertas Dinamarca 2), com uma capacidade de 680 MW, em corrente alternada com uma tensão de 220 kV e 77-80 km de extensão, que entrou em serviço em 2019.

e) Uma estação de conversão ponto a ponto em Bentwisch, na Alemanha, que liga em modo assíncrono as zonas síncronas nórdicas e continentais.

f) Duas linhas de corrente alternada de alta tensão que ligam os parques eólicos Kriegers Flak e Baltic 2, com uma capacidade de 400 MW e 24,5 km de extensão.

g) Para ligar as plataformas Kriegers Flak e Baltic 2, ambas as plataformas marítimas tiveram de ser expandidas.

h) Um controlador central para a operação de interligação (MIO), que controla o fluxo de carga em tempo real através da estação de conversão ponto a ponto, desencadeia trocas compensatórias na eventual ocorrência de um congestionamento causado por uma produção eólica superior à estimada, aciona o deslastre dos parques eólicos marítimos quando necessário, em último recurso, e adapta os valores de regulação da tensão e da potência reativa na estação de conversão ponto a ponto, a fim de garantir a estabilidade da tensão. Prevê ainda, de hora a hora, a disponibilização no mercado da capacidade de transporte remanescente.

(7) Destes ativos, o pedido de derrogação estima que os parques eólicos não fazem formalmente parte do projeto KF, que se considera, por isso, estar limitado aos ativos da rede de transporte c) a h).

([3]) Regulamento Delegado (UE) n.º 1391/2013 da Comissão, de 14 de outubro de 2013, que altera o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias no que diz respeito à lista da União de projetos de interesse comum (JO L 349 de 21.12.2013, p. 28).

Figura 1

Mapa da área do projeto KF e principais elementos da rede



(8) Além disso, apenas os ativos e) a h) estão diretamente relacionados com a «conjugação» das redes nacionais. Consequentemente, apenas esses ativos (assinalados como «ativos CGS do KF» nas figuras 1 e 2) foram cofinanciados por fundos da UE.

Figura 2

Ativos CGS do KF



3. DERROGAÇÕES SOLICITADAS

(9) Todas as derrogações solicitadas visam atribuir a capacidade da rede KF na fronteira da zona de ofertas, entre as zonas de ofertas Dinamarca 2 (DK2) e Alemanha-Luxemburgo (DE-LU), com prioridade para os parques eólicos marítimos diretamente ligados à rede KF.

(10) Os requerentes solicitam para a rede KF a derrogação de uma série de requisitos que se descrevem a seguir, todos relacionados com a capacidade mínima disponível para comércio nos termos do artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento Eletricidade.

3.1. **Artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento Eletricidade**

(11) O artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento Eletricidade estabelece que os operadores de redes de transporte não devem limitar o volume de capacidade de interligação a disponibilizar a participantes no mercado para resolverem congestionamentos no seio das suas próprias zonas de ofertas, ou como meio de gerir os fluxos resultantes de transações internas para zonas de ofertas. Considera-se cumprido o disposto no presente número quando, no caso das fronteiras que utilizam uma abordagem baseada na capacidade líquida coordenada de transporte, estiver disponível para o comércio interzonal, pelo menos, 70 % da capacidade de transporte, respeitando os limites de segurança operacional, após dedução de emergências, tal como determinado nos termos da orientação relativa à atribuição de capacidade e à gestão de congestionamentos. As autoridades alemãs e dinamarquesas solicitam que esta percentagem mínima não se aplique à capacidade de transporte global que respeita os limites de segurança operacional, após dedução de emergências. Em vez disso, deve aplicar-se apenas à capacidade remanescente depois de deduzida toda a capacidade que se prevê necessária ao transporte para a costa da produção dos parques eólicos ligados à rede KF («capacidade residual»).

(12) Assim, se, dos 400 MW de capacidade de transporte, 320 MW são necessários para transportar a energia eólica para a costa, de acordo com o pedido de derrogação apenas 80 MW estarão sujeitos aos requisitos do artigo 16.º, n.º 8. Consequentemente, se, pelo menos, 70 % dos 80 MW forem disponibilizados para o comércio interzonal, tal deverá, segundo as autoridades alemãs e dinamarquesas, ser considerado suficiente para cumprir os requisitos do artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento Eletricidade. A capacidade deduzida da capacidade total antes do cálculo da capacidade mínima disponibilizada para o comércio no período para o dia seguinte deve basear-se nas previsões da produção eólica de ambos os ORT feitas na véspera. A capacidade não utilizada após a atribuição da capacidade para o dia seguinte deve ser disponibilizada no mercado intradiário.

(13) Convém referir que, tal como descrito no pedido, esta abordagem se encontra atualmente incluída na metodologia de cálculo da capacidade da região de cálculo da capacidade Hansa para os períodos do dia seguinte e intradiário. A região de cálculo da capacidade Hansa abrange o projeto Kriegers Flak. A metodologia de cálculo da capacidade da região Hansa foi acordada entre as entidades reguladoras nacionais para essa região em 16 de dezembro de 2018. A metodologia de cálculo da capacidade a prazo da região de cálculo da capacidade Hansa e a metodologia atualizada para os períodos do dia seguinte e intradiário não foram ainda acordadas entre as entidades reguladoras nacionais competentes da região, nomeadamente porque estas não conseguiram chegar a um acordo sobre a metodologia de cálculo da capacidade na interligação Flak Kriegers. Consequentemente, o prazo para chegar a um acordo foi prorrogado, na expectativa de alcançar maior clareza através do presente procedimento de derrogação ([4]).

3.2. **Artigos 12.º, 14.º, 15.º e 16.º do Regulamento Eletricidade**

(14) Os artigos 12.º, 14.º, 15.º e 16.º do Regulamento Eletricidade referem-se, por diversas vezes, ao nível mínimo de capacidade disponível estabelecido no artigo 16.º, n.º 8. As autoridades alemãs e dinamarquesas solicitam a derrogação para que o nível mínimo de capacidade previsto nesses artigos reflita o nível mínimo calculado acima, ou seja, 70 % da capacidade residual.

(15) A Comissão não considera tratar-se de pedidos de derrogação separados. É importante observar que o artigo 64.º, n.º 1, do Regulamento Eletricidade não permite derrogações do artigo 12.º do Regulamento Eletricidade. No entanto, se uma derrogação do artigo 16.º, n.º 8, resultar num cálculo diferente do nível mínimo de capacidade, todas as referências a esse valor mínimo no regulamento devem ser entendidas como dizendo respeito ao valor estabelecido na decisão de derrogação.

([4]) Ver Decisão n.º 6/2020 da Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER), de 7 de fevereiro de 2020, sobre o pedido das entidades reguladoras da região de cálculo da capacidade Hansa de prorrogação do prazo a fim de alcançar um acordo sobre a metodologia de cálculo da capacidade de longo prazo, https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2006-2020%20on%20extension%20Hansa_LT_CCM.pdf.

3.3. **Códigos de rede e orientações**

(16) De acordo com o pedido, a derrogação deve também ser tida em conta nos processos de cálculo da capacidade nos termos do Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão ([5]) que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, do Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão ([6]) que estabelece orientações sobre a atribuição de capacidade a prazo e do Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão ([7]), que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico. Por seu turno, os pedidos de derrogações das metodologias adotadas ao abrigo destes regulamentos da Comissão não são considerados pedidos de derrogação separados, estando intrinsecamente ligados ao pedido de derrogação do Regulamento Eletricidade. Se, devido a uma derrogação, uma disposição do Regulamento Eletricidade não for aplicável a um projeto, ou for aplicável apenas em parte, as metodologias adotadas ao abrigo de legislação de nível inferior referentes a essa disposição do Regulamento Eletricidade, ou nela baseadas, também não são aplicáveis.

(17) O pedido de derrogação estabelece ainda que a reserva de capacidade no mercado a longo prazo deve basear-se na capacidade remanescente após a dedução da potência eólica instalada. A reserva de capacidade nas outras unidades de tempo do mercado deve basear-se na capacidade remanescente após a dedução do aporte de energia eólica previsto. Embora o pedido estabeleça que se deve evitar, em todas as unidades de tempo do mercado, o corte da produção dos parques eólicos marítimos (entendido como referindo-se apenas aos parques eólicos Baltic 1, Baltic 2 e Kriegers Flak) causada pela reserva de capacidade transfronteiriça para o comércio interzonal, a Comissão considera que este pedido é a consequência pretendida das outras derrogações solicitadas e da abordagem descrita para o cálculo e atribuição da capacidade, e não um pedido de derrogações separadas. Em particular, o pedido estabelece expressamente que a capacidade atribuída deve ser firme, ou seja, não se deve reduzir a capacidade de transporte atribuída, evitando assim que se tenha de proceder ao corte da produção dos parques eólicos marítimos.

3.4. **Duração da derrogação solicitada**

(18) O pedido de derrogação solicita que esta entre em vigor com a entrada em serviço do KF, prevista para o terceiro trimestre de 2020, e que seja aplicada enquanto os parques eólicos Baltic 1, Baltic 2 e Kriegers Flak estiverem ligados ao KF. Mais adiante, refere-se a uma limitação de tempo enquanto essas frequências ótimas de trabalho estiverem operacionais e ligadas à rede.

(19) A Comissão entende tratar-se dos parques eólicos tal como já existem ou, no respeitante ao parque Kriegers Flak, que se preveja entrem em funcionamento num futuro próximo. Assim, para os novos parques eólicos, mesmo que consistam em investimentos posteriores nos parques existentes, a produção prevista não será deduzida da capacidade de transporte total antes do cálculo da capacidade residual.

4. **COMENTÁRIOS RECEBIDOS DURANTE O PERÍODO DE CONSULTA**

(20) Durante a consulta, a Comissão recebeu observações de cinco partes interessadas diferentes, bem como de um Estado-Membro.

— Quatro das seis observações foram favoráveis ou, pelo menos, expressaram compreensão pela derrogação solicitada, embora duas solicitassem limitações de tempo claras, preconizando uma delas para uma adaptação rápida do projeto ao quadro legislativo da UE. Outra observação não comentou o pedido de derrogação em si; por seu turno, a sexta defendeu a rejeição da derrogação, propondo como segunda melhor solução a fixação de um prazo curto para a mesma.

— No respeitante à duração de uma possível derrogação, das quatro observações a favor da mesma, duas alegaram que a derrogação deveria abranger toda a vida útil dos parques eólicos interligados, enquanto uma solicitou que fosse especificada a duração, sem propor um prazo concreto. A outra preconizou uma derrogação temporária com vista ao desenvolvimento de uma solução de zona de ofertas marítima para KF, e deu como exemplo uma limitação de cinco anos.

([5]) Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos (JO L 197 de 25.7.2015, p. 24).

([6]) Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro de 2016, que estabelece orientações sobre a atribuição de capacidade a prazo (JO L 259 de 27.9.2016, p. 42).

([7]) Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (JO L 312 de 28.11.2017, p. 6).

— Cinco das seis observações salientaram que, embora se pudesse justificar uma decisão de derrogação *ad hoc* (condicional), devido às características únicas do caso em apreço, as derrogações não eram uma alternativa adequada ao estabelecimento de um quadro regulamentar mais amplo, para fim de garantir uma solução regulamentar duradoura. Esta solução regulamentar não só seria útil para futuros projetos híbridos, como também permitiria substituir a derrogação após o prazo necessário para acordar o tratamento regulamentar e uma possível renegociação dos contratos de KF. O sexto comentário reconheceu que tinham ocorrido mudanças no quadro, mas sublinhou que era natural que os projetos de longo prazo tivessem de coexistir com certas alterações regulamentares durante o período do projeto.

— No respeitante ao teor de uma solução regulamentar de caráter tão duradouro, que se encontra fora do âmbito da decisão de derrogação, duas observações destacam que o apoio deve ser prestado diretamente com base no mercado (por exemplo, por meio de leilões) em vez de, indiretamente, através de preços de eletricidade artificialmente elevados ou de um tratamento operacional especial, como o despacho prioritário e a ausência de responsabilidade em matéria de equilibração. Um dos comentários apresenta em mais pormenores, apoiando as zonas de ofertas marítimas como uma solução promissora que também poderia ser aplicável a KF no futuro, enfatizando que a conceção do mercado não deve diferenciar entre a produção em terra e no mar, embora reconheça a necessidade de avaliar mais detalhadamente os efeitos distributivos das zonas de ofertas marítimas.

5. **AVALIAÇÃO**

(21) Nos termos do artigo 64.º do Regulamento Eletricidade, uma derrogação às disposições pertinentes dos artigos 3.º e 6.°, do artigo 7.º, n.º 1, do artigo 8.º, n.ºs 1 e 4, dos artigos 9.º, 10.° e 11.°, dos artigos 14.º a 17.°, dos artigos 19.º a 27.°, dos artigos 35.º a 47.° e do artigo 51.º do regulamento pode ser concedida se os Estados-Membros (neste caso a Dinamarca e a Alemanha) puderem provar a existência de sérios problemas no funcionamento das pequenas redes isoladas e das pequenas redes interligadas.

(22) Com ressalva das regiões ultraperiféricas, a derrogação deve ser limitada no tempo e sujeita a condições destinadas a aumentar a concorrência e a integração com o mercado interno da eletricidade.

(23) Por último, importa garantir que a derrogação não prejudica a transição para a energia renovável, nem o aumento da flexibilidade, do armazenamento de energia, da mobilidade elétrica e da resposta da procura.

5.1. **Pequenas redes isoladas ou pequenas redes interligadas**

(24) O Regulamento Eletricidade não prevê derrogações automáticas generalizadas para pequenas redes isoladas ou pequenas redes interligadas. O regulamento parte, pois, do pressuposto de que, apesar da grande variedade de dimensões e características técnicas das redes de eletricidade na UE, todas estas redes podem e devem funcionar em conformidade com o quadro regulamentar na sua íntegra.

(25) No entanto, este pressuposto pode ser refutado e, por isso, ao abrigo do artigo 64.º, n.º 1, do Regulamento Eletricidade, é possível uma derrogação à aplicação de certas disposições do Regulamento Eletricidade se os Estados-Membros demonstrarem, nomeadamente, que a aplicação dessas disposições a pequenas redes isoladas pode criar problemas sérios, especialmente devido às condições geográficas ou a perfis de procura significativos para as redes em questão. Constatou-se, por exemplo, que este é o caso de certas ilhas pequenas e isoladas do Mediterrâneo, com uma procura muito baixa no inverno e aumentos significativos da procura durante as temporadas curtas de turismo ([8]).

(26) Além das redes *isoladas*, o Regulamento Eletricidade prevê a possibilidade de conceder derrogações também às pequenas redes *interligadas*. Coloca-se, pois, a questão de saber o que constitui uma *rede* na aceção do artigo 64.º do Regulamento Eletricidade. Até à data, todas as decisões da Comissão que concedem derrogações para redes isoladas dizem respeito a ilhas. O facto de a única rede expressamente mencionada no artigo 64.º ser a de Chipre, uma ilha cuja rede de transporte não está atualmente ligada às redes de transporte de outros Estados-Membros, indica que as ilhas eram provavelmente o que o legislador tinha presente ao incluir a possibilidade de derrogação para pequenas redes isoladas ou pequenas redes interligadas.

([8]) Ver Decisão 2014/536/UE da Comissão, de 14 de agosto de 2014, que concede à República Helénica uma derrogação relativamente a determinadas disposições da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho (JO L 248 de 22.8.2014, p. 12).

(27) O próprio termo «rede» não é definido, nem pelo Regulamento Eletricidade, nem pela Diretiva Eletricidade. No entanto, o artigo 2.º, n.ºs 42 e 43, da Diretiva Eletricidade definem os termos «pequena rede isolada» e «pequena rede interligada», respetivamente. «Pequena rede isolada» é definida como «uma rede cujo consumo anual, em 1996, tenha sido inferior a 3 000 GWh e em que menos de 5 % do consumo anual seja obtido por interligação a outras redes», enquanto «pequena rede interligada» é «uma rede cujo consumo, no ano de 1996, tenha sido inferior a 3 000 GWh e em que mais de 5 % do consumo anual seja obtido por interligação com outras redes».

(28) Em primeiro lugar, ambas as definições assumem que a rede é uma entidade dentro da qual um consumo de eletricidade pode ser medido e definido. Em segundo lugar, pode ser interligada com outras redes. O termo «interligação» no artigo 2.º, n.º 39, da diretiva (diferente do regulamento) também é definido como «o equipamento utilizado para interligar redes de eletricidade». Neste contexto, é óbvio que a «rede» deve poder i) incluir pontos de consumo e ii) ser ligada a outras redes por meio de cabos elétricos. Parece, pois, excluir-se a noção de várias redes sobrepostas e entrecruzadas como uma «rede». Em vez disso, uma rede tem de ser claramente separável de outra. A separação mais clara, e que tem também sido a utilizada na prática decisória da Comissão até à data ([9]), é a separação topológica de uma área geográfica em relação a outra, como um mar que separa uma ilha de outras ilhas e do continente, ou de cadeias montanhosas. Além disso, é inequívoco que uma «rede» precisa de ser mantida unida por algum elemento e não pode consistir em vários elementos totalmente independentes e não relacionados; assim, um grupo de ilhas separadas e não interligadas não forma uma, mas sim várias redes.

(29) No caso em apreço, a área ligada pelos cabos que fazem parte de KF fica no meio do mar. Enquanto os parques eólicos Baltic 2 e Kriegers Flak estão situados no recife Kriegers Flak ou próximo deste, o parque eólico Baltic 1 está situado entre o recife e a costa alemã. Os parques eólicos estão, pois, claramente separados do continente pelo mar Báltico. No entanto, o mar também separa os parques eólicos uns dos outros. Embora estejam ligados entre si por cabos, a situação não difere da sua ligação às redes do continente.

(30) No entanto, a rede KF forma uma entidade que é mantida unida pela operação conjunta controlada pelo MIO. Ainda que sob supervisão dos operadores da rede, ou seja, dos dois ORT proprietários dos elementos da rede, o MIO funciona em grande medida como um operador de redes separado, calculando a capacidade autonomamente, propondo ações corretivas em caso de congestionamento, tomando medidas para garantir a estabilidade da tensão e adquirindo serviços de trocas compensatórias. Por conseguinte, a rede KF é *separada de outras redes pelo mar* e *unida como uma única rede por um conceito operacional conjunto e uma função operacional conjunta*. Além disso, não se sobrepõe a outras redes e nem tão-pouco se pode argumentar que os parques eólicos individuais formam redes separadas. Nenhum dos dois ORT pode controlar unilateralmente os elementos da rede KF.

(31) Assim, a instalação conjunta de interligação Kriegers Flak constitui, juntamente com os parques eólicos interligados, uma rede na aceção do artigo 64.º do regulamento.

(32) A KF é também claramente uma rede «pequena». Para redes recém-criadas, o consumo em 1996 deve ser logicamente excluído. Este ano de referência remonta à primeira Diretiva Eletricidade 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho ([10]), ainda com um limite de 2 500 GWh. Foi mantido como referência nos últimos anos, para evitar que as redes mudassem de estatuto com base nas variações dos seus valores de consumo anual.

([9]) Ver Decisão 2004/920/CE da Comissão, de 20 de dezembro de 2004, que derroga certas disposições da Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho em relação ao arquipélago dos Açores (JO L 389 de 30.12.2004, p. 31); Decisão 2006/375/CE da Comissão, de 23 de maio de 2006, derrogação de certas disposições da Diretiva 2003/54/CE em relação ao arquipélago da Madeira (JO L 142 de 30.5.2006, p. 35); Decisão 2006/653/CE da Comissão, de 25 de setembro de 2006, que concede à República de Chipre uma derrogação a determinadas disposições da Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho (JO L 270 de 29.9.2006, p. 72); Decisão 2006/859/CE da Comissão, de 28 de novembro de 2006, que concede uma derrogação a Malta relativamente a determinadas disposições da Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho (JO L 332 de 30.11.2006, p. 32); Decisão 2014/536/UE da Comissão, de 14 de agosto de 2014, que concede à República Helénica uma derrogação relativamente a determinadas disposições da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho (JO L 248 de 22.8.2014, p. 12).

([10]) Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de dezembro de 1996, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade (JO L 27 de 30.1.1997, p. 20).

(33) No entanto, para determinar se uma nova rede é «pequena», deve utilizar-se como base o consumo verificado no momento em que esteja finalizada e totalmente operacional. É o que sucede com a rede KF, cujo consumo não é significativo; estima-se um consumo total, atendendo já às perdas da rede, de cerca de 90 GWh. Além disso, não se espera no futuro próximo um aumento significativo no consumo, por exemplo, através da produção de hidrogénio. Embora o consumo nos termos do artigo 2.º, n.ºs 42 e 43, do regulamento possa sugerir que a noção de «pequenas redes» está associada ao consumo «humano» e, portanto, restrita a ilhas habitadas, a Comissão considera que a falta de procura doméstica ou industrial não exclui a qualificação de «rede pequena». Além disso, como não há um limite mínimo, o facto de exigir consumo humano numa rede não proporcionaria nenhum critério de separação significativo. Embora as decisões da Comissão sobre pequenas redes se destinam principalmente a resolver desafios específicos para o abastecimento estável e concorrencial dos habitantes servidos pela rede, a redação do regulamento não limita a possibilidade de derrogação a este tipo de problemas. Na verdade, uma vez que o artigo se refere a sérios problemas «no funcionamento» de uma rede, esses problemas podem muito bem ser baseados tanto na interação entre a rede e a produção nela localizada, como na interação com a procura.

(34) Por último, a KF, que, por sua vez, fornece uma capacidade de interligação significativa, está claramente «interligada».

(35) Assim, a KF é uma pequena rede interligada na aceção do artigo 64.º, n.º 1, alínea a), do Regulamento Eletricidade.

5.2. **Problemas sérios no funcionamento da rede**

5.2.1. *O que é um problema sério?*

(36) A redação do artigo 64.º é muito genérica, referindo-se a «sérios problemas no funcionamento das pequenas redes isoladas e das pequenas redes interligadas». O termo «sérios problemas» não está definido juridicamente, nem a Comissão forneceu uma definição do termo na sua prática decisória. A formulação aberta permite à Comissão ter em conta todos os possíveis problemas relacionados com a situação específica das pequenas redes, desde que sejam sérios e não apenas marginais. Estes problemas podem variar muito em função das particularidades geográficas, da produção e consumo da rede em causa, e também com a evolução técnica (como o armazenamento de eletricidade e a produção em pequena escala).

(37) Em decisões anteriores, os problemas em causa relacionavam-se com a preservação da coerência social e/ou da igualdade de condições de concorrência entre o continente e as ilhas, numa situação em que a segurança da rede nas ilhas exigia medidas adicionais ou implicava custos significativamente mais elevados do que no continente. O «funcionamento» não pode, por isso, ser interpretado de forma restrita, nomeadamente com a exigência de que, sem a derrogação, não será possível o funcionamento seguro da rede. Em vez disso, sempre se considerou que a noção de «problemas» também abrange problemas socioeconómicos para os utilizadores da rede em causa ([11]).

(38) Além disso, os problemas em causa têm de ocorrer no funcionamento *da rede*. Afigura-se, assim, difícil imaginar uma justificação que se baseie exclusivamente em impactos ocorridos fora da rede, como, por exemplo, impactos nos regimes de subvenção nacionais. Tal não exclui a importância dos impactos «indiretos», por exemplo, no funcionamento seguro da rede.

5.2.2. *A rede KF é a primeira do género*

(39) A rede KF é a primeira do género, combinando cabos de ligação entre redes em terra e parques eólicos marítimos situados em dois países diferentes, com um cabo de ligação dos parques eólicos marítimos para possibilitar transações de eletricidade entre as duas redes em terra, uma estação de conversão ponto a ponto entre duas áreas síncronas diferentes, dois níveis de tensão diferentes conectados por um transformador marítimo e o MIO controlando de forma autónoma (sob a supervisão dos operadores de ambos os ORT) os diferentes elementos da rede, acionando trocas compensatórias ou o deslastre, quando necessário, e definindo os valores de regulação do conversor ponto a ponto.

([11]) Ver, por exemplo, a Decisão 2014/536/UE, que menciona os custos mais elevados de produção de eletricidade nas ilhas, enquanto, por lei, os preços são iguais aos do continente.

(40) A implantação da primeira rede desse tipo é uma tarefa complexa, sujeita a desafios consideráveis. Face à alta complexidade do projeto, o período decorrido entre o planeamento do projeto e a realização final foi muito longo.

(41) O acordo de subvenção assinado em 2010 entre a Comissão e os ORT, que contribuiu com 150 milhões de EUR de fundos da UE para o projeto KF, previa que a rede KF entrasse em funcionamento em junho de 2016.

(42) No entanto, o facto de a rede ser a primeira do género determinou a necessidade de alterações na sua configuração a meio do projeto. Inicialmente, pensava-se utilizar cabos de corrente contínua em alta tensão (CCAT), mas, como a plataforma CCAT marítima era cerca de 250 % mais cara do que o previsto ([12]), a rede teve de ser projetada novamente com cabos marítimos de corrente alternada (CA). Um acordo de subvenção revisto foi assinado em setembro de 2015.

(43) Esta estrutura revista resultou numa redução significativa da capacidade de transporte que excede a necessária para transportar para a costa a energia eólica gerada pelos parques eólicos marítimos, como se pode demonstrar pela comparação de dois exemplos de gestão de congestionamentos apresentados em duas exposições da Energinet.dk à Comissão, em 14 de novembro de 2012 e em 3 de setembro de 2014, respetivamente:

Figura 3

Exemplo baseado no plano de projeto de 2012

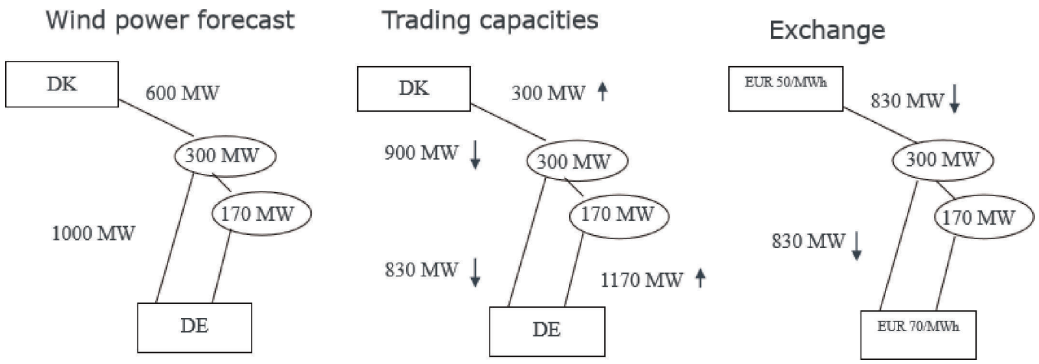
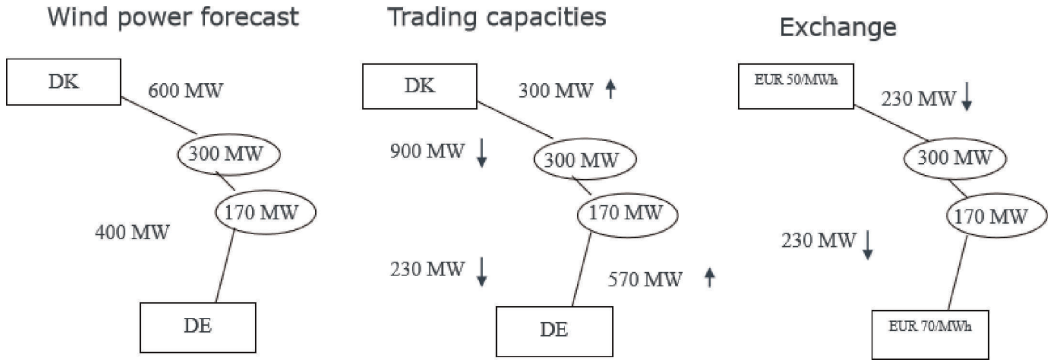


Figura 4

Exemplo baseado no plano de projeto de 2014



(44) Estes exemplos mostram que, assumindo uma produção de energia eólica igual em ambos os cenários, a capacidade da rede KF disponibilizada ao mercado comercial para a Alemanha era de 830 MW no projeto de 2012 e de 230 MW no projeto de 2014. Note-se, no entanto, que a diferença real entre as duas configurações de projeto depende fortemente do perfil do vento ([13]).

([12]) Apresentação pela 50Hertz à Comissão Europeia em 9 de maio de 2014, diapositivo n.º 3.

([13]) Com base nas informações fornecidas pelas autoridades alemãs e dinamarquesas em 11 de setembro de 2020, os valores de capacidade são comparados da seguinte forma: no caso de as frequências ótimas de trabalho alemã e dinamarquesa terem a mesma taxa de utilização, a capacidade de transporte disponível para o mercado destinada à Alemanha teria variado, segundo a configuração do projeto inicial, entre 600 MW (no caso de nenhuma produção de energia eólica) e ~ 855 MW (no caso de uma produção de energia eólica de cerca de 50 % das respetivas potências instaladas) e entre ~ 855 MW e 661 MW (no caso de produção máxima de energia eólica), enquanto, na configuração do projeto revisto, esta variaria entre 400 MW (no caso de não haver produção de energia eólica) e 61 MW (com produção de energia eólica).
A capacidade de transporte à disposição do mercado para a Dinamarca teria variado, segundo a configuração do projeto inicial, entre 600 MW (no caso de nenhuma produção) e 0 MW (com a produção máxima), enquanto, na configuração do projeto revisto, seria de 400 MW (no caso de uma produção de energia eólica situada entre 0 % e 33 %) e variaria entre 400 MW e 61 MW (com uma produção máxima de energia eólica).

(45) Esta alteração significativa na conceção do projeto ilustra o desafio especial que o mesmo coloca. O novo projeto utiliza cabos CA invulgarmente longos, com um comprimento total da ligação CA superior aos 200 km normalmente utilizados com a tecnologia CC (como inicialmente previsto), o que cria problemas de estabilidade de tensão na rede KF. A fim de enfrentar este desafio, desenvolveu-se o conceito de controlador central para a operação de interligação (MIO), destinado a monitorizar e a controlar os ativos KF e a dar resposta (de forma autónoma, mas sob a supervisão dos operadores ORT) conforme necessário.

(46) As respostas do MIO incluem a aquisição dos volumes de trocas compensatórias necessários na eventual ocorrência de um congestionamento. Em condições de vento forte, a produção dos parques eólicos marítimos seria já bastante para preencher uma grande parte da capacidade dos cabos. Se fossem necessários volumes de transações mínimos elevados nestes casos, a ocorrência de grandes volumes de trocas compensatórias seria mais frequente.

(47) A título de exemplo, em situações em que o preço na zona DE/LU é superior ao preço na zona DK2, o cabo de ligação entre os parques eólicos alemães e a costa alemã ficaria congestionado e a garantia de um volume mínimo de transação neste cabo exigiria trocas compensatórias no sentido DE/LU–DK. Se, nestas condições, fosse necessário disponibilizar, pelo menos, 70 % da capacidade de 400 MW (ou seja, 280 MW) para o comércio, esta seria usada para o fluxo de eletricidade da zona DK2 (talvez da produção eólica na Dinamarca ou noutros países escandinavos) para a zona DE/LU. No entanto, a adição dos 280 MW e da energia eólica dos parques eólicos Baltic 1 e Baltic 2, localizados na zona de ofertas DE/LU, excederia a capacidade do cabo de ligação entre esses parques eólicos e a costa alemã.

(48) Assim, para disponibilizar a capacidade em causa, a produção dos parques eólicos teria de ser reduzida (por deslastre/redespacho descendente), ou os operadores da rede teriam de encetar trocas compensatórias (transações de eletricidade da zona DE/LU para a zona DK2). Ambas as abordagens reduziriam o fluxo físico no cabo e evitariam uma sobrecarga. No entanto, tal como estabelecido no artigo 13.º do Regulamento da Eletricidade, o redespacho descendente não baseado no mercado de eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis só deve ser utilizado na ausência de qualquer outra opção. Além disso, a eventual redução significativa das horas de funcionamento dos ativos de produção de energia renovável pode ter um impacto negativo nas perspetivas comerciais ou nos objetivos do programa de apoio às energias renováveis. Assim, o MIO é configurado para reduzir a produção dos parques eólicos apenas como último recurso e para resolver primeiro o congestionamento por meio de trocas compensatórias.

(49) Por conseguinte, a aplicação do artigo 16.º, n.º 8, aumentaria a quantidade de trocas compensatórias necessárias. Nestas circunstâncias, seria, sem dúvida, muito mais difícil manter estáveis as operações da rede KF, dada a necessidade de intervenções mais frequentes por parte do MIO, que teria de lidar autonomamente com volumes de transação mais elevados. No entanto, com base nas informações disponíveis, não parece que esta complexidade acrescida ponha em causa a segurança operacional da própria rede KF e, portanto, justifique uma derrogação por si só.

(50) No entanto, a este respeito, é importante destacar que o Regulamento Eletricidade reconhece explicitamente os desafios específicos dos projetos inovadores em geral e dos ativos híbridos que combinam, em particular, interligações e ligações em terra.

(51) O artigo 3.º, alínea l), do Regulamento Eletricidade estabelece que «as regras do mercado devem permitir o desenvolvimento de projetos de demonstração de fontes, tecnologias ou redes de energia sustentáveis, seguras e hipocarbónicas, a realizar e utilizar em benefício da sociedade». Assim, o quadro legislativo visa facilitar os projetos de demonstração. O artigo 2.º, n.º 24, do Regulamento Eletricidade define um projeto de demonstração como «um projeto demonstrativo de uma tecnologia única no seu género na União e representando uma inovação substantiva que transcende o estado da técnica». Este é, claramente, o caso do KF, que é o primeiro projeto do seu tipo e que, como também demonstrado pelos desafios consideráveis para o tornar possível, exigiu uma inovação significativa muito além do estado da arte.

(52) Além disso, o considerando 66 do regulamento estabelece que as «infraestruturas de eletricidade *offshore* com dupla funcionalidade (os chamados «ativos híbridos *offshore*») que combinam o transporte de energia eólica *offshore* para terra e as interligações devem também ser elegíveis para efeitos de isenção, nomeadamente ao abrigo das regras aplicáveis às novas interligações de corrente contínua», bem como, sempre que os custos do projeto sejam particularmente elevados, a interligações em corrente alternada. O projeto Kriegers Flak é bastante mais complexo do que um projeto normal de interligação em corrente alternada, pelo que seria, em princípio, elegível para uma isenção nos termos do artigo 63.º. De acordo com o considerando 66 acima referido, «[s]empre que necessário, o

quadro regulamentar deve ter devidamente em conta a situação específica desses ativos, a fim de superar os obstáculos à realização de ativos híbridos *offshore* socialmente rentáveis». Embora este considerando mencione expressamente isenções para as novas interligações, referindo para o efeito o artigo 63.º, a utilização do advérbio «nomeadamente» mostra que esta não é a única via para alcançar os quadros específicos relativos aos ativos híbridos que o considerando pretende destacar. Sendo o KF o primeiro ativo híbrido, é óbvio que os legisladores tinham conhecimento deste projeto quando redigiram o considerando 66 e ponderaram a possibilidade de vir a necessitar de um quadro regulamentar específico.

(53) Embora um considerando não possa alterar os requisitos legais do regulamento para a concessão de quadros específicos através de derrogações ou isenções, o artigo 3.º, alínea l), não estabelece requisitos específicos sobre a forma como os quadros regulamentares devem tratar os projetos de demonstração; ambos, no seu conjunto, mostram a vontade do legislador de que a Comissão tenha especialmente em conta a situação e os desafios específicos dos ativos híbridos e dos projetos de demonstração.

(54) Neste contexto, o KF, enquanto projeto de demonstração, apresenta uma complexidade acrescida, cujo grau não pode ser ainda totalmente determinado, pois trata-se do primeiro projeto do tipo. Este aspeto poderia ser suficiente para qualificação como problema nos termos do artigo 64.º. No entanto, a questão poderia ser deixada em aberto se, para a derrogação, fossem suficientes outros motivos, por si só ou em conjunto com a operação complexa atrás descrita e com a configuração da rede KF como primeiro recurso híbrido do seu género.

5.2.3. *Operação segura da zona DK2*

(55) Além da maior complexidade de operação da rede KF, o aumento da quantidade de trocas compensatórias teria também impacto nas zonas de ofertas vizinhas. Enquanto a zona DE/LU é uma zona grande, a zona DK2 é consideravelmente mais pequena. Tal resulta numa disponibilidade de recursos mais limitada para a regulação ascendente e descendente. O pedido de derrogação alega que esses recursos poderiam ser totalmente utilizados pelas trocas compensatórias para a rede KF.

(56) Poderá indagar-se se a falta de disponibilidade técnica de recursos de trocas compensatórias seria frequente, uma vez que estas ocorreriam normalmente em situações de ventos fortes, quando um grande número de ativos de produção eólica está a produzir na zona DK2. Porém, dada a grande variedade de possíveis situações de rede, essa possibilidade não pode ser totalmente excluída.

(57) No entanto, a KF dispõe de outros meios para gerir o congestionamento da sua rede. Por exemplo, em caso de indisponibilidade de recursos de trocas compensatórias, a instalação KF poderia funcionar com segurança reduzindo a produção dos parques eólicos que fazem parte da própria rede KF. Isto é expressamente permitido pelo artigo 13.º do Regulamento Eletricidade, sempre que for necessário para garantir a segurança operacional.

(58) Além disso, note-se que o aumento dos custos da rede, quer devido ao aumento dos custos das trocas compensatórias, quer ao aumento dos custos de aquisição de reservas para a zona DK2, não pode, por si só, constituir uma base para derrogações nos termos do artigo 64.º. A este respeito, note-se também que, na recente decisão relativa aos compromissos no processo AT.40461 *DE/DK Interconnector*, que examinou as limitações sistemáticas às capacidades transfronteiriças ao abrigo das regras de concorrência da UE, a Comissão considerou que os custos adicionais resultantes do aumento das necessidades de trocas compensatórias e redespacho não podiam ser aceites como justificação para limitar os fluxos transfronteiriços ([14]).

5.2.4. *Expectativas legítimas*

(59) Por último, o pedido de derrogação estabelece que as primeiras discussões sobre o projeto KF tiveram início em 2007, e que o projeto foi, desde sempre, planeado com base numa abordagem específica de gestão de congestionamentos, a qual atribui ao mercado apenas as capacidades que permanecem após a dedução das previsões de energia eólica com um dia de antecedência.

([14]) Ver Decisão da Comissão, de 7 de dezembro de 2018, relativa ao processo AT.40461 — DE/DK Interconnector: https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/40461/40461_461_3.pdf

(60) O pedido estabelece também que ocorreram alterações significativas no quadro regulamentar desde 2007 e que, nomeadamente, o Regulamento Eletricidade, ao introduzir o artigo 16.º, n.º 8, estabeleceu novos requisitos em relação à legislação existente. O pedido de derrogação alega que a decisão de investimento de 2016 foi tomada no pressuposto de que os parques eólicos marítimos poderiam beneficiar do princípio do despacho prioritário, com base na Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho ([15]), o que tinha por consequência a possibilidade de reduzir a capacidade de comércio transfronteiriço.

(61) A Comissão gostaria de sublinhar, neste contexto, que o princípio da maximização da capacidade transfronteiriça não é um conceito novo, pelo que esses argumentos não podem ser aceites. Em primeiro lugar, baseia-se nos princípios fundamentais do direito da UE e, em particular, no artigo 18.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia («TFUE»), que proíbe qualquer discriminação por motivo de nacionalidade, e no artigo 35.º do mesmo, que proíbe restrições quantitativas à exportação, bem como todas as medidas de efeito equivalente. Em segundo lugar, o artigo 16.º, n.º 3, do Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho ([16]) impõe a obrigação de maximizar a capacidade de interligação, exigindo que «[d]eve ser posta à disposição dos intervenientes no mercado a capacidade máxima das interligações e/ou das redes de transporte que afetam os fluxos transfronteiriços, no respeito dos padrões de segurança do funcionamento da rede». Além disso, o anexo I, ponto 1.7, do mesmo regulamento estabelece que os ORT «não deverão limitar a capacidade de interligação para resolverem congestionamentos no seio dos seus próprios setores de controlo». Adicionalmente, em 14 de abril de 2010, a Comissão decidiu, no processo AT.39351 *Swedish Interconnectors* ([17]), aceitar os compromissos assumidos pelo ORT sueco por ter, com base na análise preliminar, abusado da sua posição dominante no mercado sueco, limitando a capacidade transfronteiriça para resolver congestionamentos internos, o que é contrário ao artigo 102.º do TFUE. O processo AT.40461 *DE/DK Interconnector* ([18]) permitiu chegar a uma conclusão preliminar semelhante para a fronteira entre a Dinamarca Ocidental (DK1) e a zona Alemanha/Luxemburgo, que resultou em compromissos.

(62) Com base nos princípios atrás referidos, os operadores de mercado deveriam estar cientes do princípio da maximização da capacidade transfronteiriça. De qualquer forma, com base no processo AT.39351, *Swedish Interconnectors*, a interpretação da Comissão das regras vigentes relativas à capacidade transfronteiriça tornou-se clara a partir de abril de 2010. Por último, ao contrário do que é alegado no pedido de derrogação, o anexo I, ponto 1.7, do Regulamento (CE) n.º 714/2009 também não permite reduzir indefinidamente a capacidade interzonal por motivos de segurança operacional, custo-eficácia ou minimização de impactos negativos no mercado interno da eletricidade. Em vez disso, sempre que, excecionalmente, possa ter sido permitida uma limitação, esta foi claramente «tolerada até se descobrir uma solução de longo prazo». A criação de toda uma rede baseada numa redução permanente era, pois, claramente proibida pelo Regulamento (CE) n.º 714/2009.

(63) No entanto, a relação entre a obrigação de maximizar a capacidade transfronteiriça nos termos do Regulamento Eletricidade e a concessão de despacho e acesso prioritários à energia proveniente de fontes renováveis nos termos da Diretiva 2009/28/CE foi considerada pouco clara, pelo menos por alguns participantes no mercado; os requerentes sublinham que a questão foi repetidamente colocada pelos promotores do projeto nos seus contactos com a Comissão Europeia, em particular a respeito deste projeto inédito. Tão-pouco se tratou de uma simples negligência, por parte dos ORT que trabalham no projeto KF, da possibilidade de ser contestada a abordagem pretendida para a gestão dos congestionamentos. Pelo contrário, apresentaram repetidamente aos serviços da Comissão Europeia a abordagem prevista. Na opinião do requerente, o facto de os serviços da Comissão Europeia não terem, em inúmeros contactos com os promotores do projeto desde 2010, solicitado a alteração da estrutura do projeto KF de forma a garantir a aplicação do princípio da maximização contribuiu para a confusão do promotor do projeto quanto às regras aplicáveis.

(64) O pedido de subvenção de 2010 para o projeto KF ([19]) estabeleceu que era necessário encontrar uma «interpretação correta do conceito de alimentação prioritária» a fim de garantir a viabilidade do projeto. O estudo conjunto de viabilidade, apresentado aos serviços da Comissão, afirmava que «o pressuposto básico é que a capacidade nas interligações que não se preveja necessária ao transporte de energia eólica pode ser disponibilizada no mercado à vista». A capacidade de transporte adicional prevista para o comércio era, portanto, apenas a capacidade restante após o transporte, para terra, da produção eólica no mar.

([15]) Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE (JO L 140 de 5.6.2009, p. 16).

([16]) Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003 (JO L 211 de 14.8.2009, p. 15).

([17]) https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39351/39351_1223_4.pdf

([18]) https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/40461/40461_461_3.pdf

([19]) P. 16, risco 7.

(65) O estudo afirmou igualmente que, «com base na Diretiva 2009/28/CE, todos os países têm acesso prioritário à rede para fontes de energia renováveis. Além disso, a legislação nacional alemã exige que as turbinas eólicas possam sempre alimentar a rede de transporte nacional alemã. No entanto, caso de a capacidade de transporte seja insuficiente, os requisitos formais de acesso à rede podem ser supridos com medidas de trocas compensatórias ou do mercado de equilibração». Assim, tanto a gestão de congestionamentos como a sua possível solução através de trocas compensatórias já estavam a ser analisadas.

(66) No entanto, o tópico da gestão de congestionamentos continuou em debate, inclusive com os serviços da Comissão Europeia. Em exposições muito semelhantes, em 14 de novembro de 2012 e — com base no plano de projeto revisto — em 3 de setembro de 2014, o ORT Energinet.DK estabeleceu expressamente que «o modelo de gestão de congestionamentos constitui uma parte essencial da base para a decisão de investimento». Ambas as exposições abordaram expressamente as interpretações eventualmente contraditórias de acesso prioritário com base no artigo 16.º da Diretiva 2009/28/CE, por um lado, e do princípio da maximização nos termos do artigo 16.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009, por outro.

(67) Descrevendo claramente a forma como os ORT pretendiam resolver este conflito para o projeto KF, as exposições referiram que «a capacidade de produção de energia eólica para a rede em terra será reservada com base na previsão para o dia seguinte» e que «a capacidade remanescente será dada ao acoplamento de mercados [definindo assim a capacidade disponível para o comércio] e utilizada da mesma forma que a capacidade nas outras interligações». Embora a exposição de 2014 não destaque (por escrito) a redução da capacidade ao dispor do mercado relativamente ao plano de projeto anterior, este aspeto também não foi ocultado. Pelo contrário, ambas as exposições seguem exatamente a mesma estrutura e, se analisadas comparativamente, mostram claramente a diferença.

(68) Assim, desde 2010, a importância da abordagem da gestão dos congestionamentos foi repetidamente exposta em reuniões com os reguladores nacionais e com os serviços da Comissão Europeia, tendo sido destacado que vários requisitos legais do direito derivado podem ser considerados contraditórios. As últimas exposições, pelo menos, também estabeleceram claramente a abordagem que as partes no projeto pretendem adotar para resolver este problema e o respetivo impacto na capacidade transfronteiriça. Durante todos estes anos, as autoridades nacionais e a Comissão continuaram a apoiar o projeto — inclusive com contribuições financeiras significativas —, sem solicitar alterações na sua estrutura.

(69) A Comissão observa também que o conceito proposto foi amplamente debatido com as autoridades nacionais e que nenhum dos reguladores nacionais envolvidos colocou objeções ao conceito de gestão de congestionamentos previsto. Pelo contrário, o conceito foi aprovado por todos os reguladores da região Hansa envolvidos, no contexto da aprovação do método de cálculo da capacidade da região.

(70) Como é evidente, o simples facto de as autoridades nacionais e a Comissão não terem, ao longo de vários anos, colocado questões jurídicas relativamente a um projeto não pode de forma alguma ser considerado uma justificação para derrogar o mesmo. Além disso, como também foi salientado numa resposta à consulta, são de prever alterações (ou clarificações) nos requisitos regulamentares de projetos com prazos de implementação muito longos. No entanto, dada a complexidade do tema e os extensos debates sobre o quadro regulamentar, a Comissão não pode excluir que as partes no projeto possam ter razoavelmente assumido que poderiam prossegui-lo conforme previsto. Este aspeto também é reconhecido em vários dos comentários apresentados à Comissão, inclusive aqueles que encaram a derrogação de forma bastante crítica. Além disso, se os reguladores nacionais, os ministérios ou a Comissão tivessem levantado objeções, o projeto poderia ter sido adaptado antes de entrada em funcionamento, por exemplo aumentando a capacidade de ligação em terra para acomodar aumentos dos fluxos para transação (como havia sido inicialmente previsto, mas depois abandonado devido à alteração do projeto).

(71) O motivo pelo qual a gestão de congestionamentos foi mencionada como parte *essencial* para a decisão do investimento foi que esta teve de ter em conta os interesses de todas as partes envolvidas. Tal incluiu a participação das instalações eólicas marítimas, que recebem subsídios através de diferentes sistemas de apoio nacionais. É evidente que a disponibilização da capacidade máxima para o comércio resultaria numa maior probabilidade de as instalações eólicas marítimas reduzirem a sua produção.

(72) Obviamente, uma vez que a redução da produção não se baseia no mercado, o artigo 13.º, n.º 7, confere a essas instalações a compensação financeira total pelas receitas perdidas dos regimes de apoio e no mercado do dia seguinte. Se as receitas perdidas forem superiores, por exemplo, às do mercado intradiário ou dos serviços da rede, o regulamento não estabelece nenhuma obrigação de compensação (embora essa obrigação possa existir na legislação nacional). De qualquer modo, uma quebra mais significativa da produção pelos parques eólicos marítimos mudaria consideravelmente as premissas básicas do projeto, que visavam aumentar as opções de transporte de eletricidade daqueles parques para a costa, aumentar a fiabilidade do fornecimento de eletricidade à zona DK2, e aumentar a capacidade para transação, mas sem alterar significativamente a situação dos parques eólicos marítimos existentes ou a prioridade dada à sua alimentação nos respetivos quadros nacionais. Se as partes no projeto soubessem que teria de ser disponibilizada a capacidade máxima para transação, apesar dos direitos de acesso prioritário dos parques eólicos, o projeto poderia nunca ter sido realizado.

(73) Tendo em conta os contactos regulares com os reguladores nacionais, os ministérios e a Comissão para elucidar a abordagem prevista, é plausível que as partes no projeto não tenham apreendido devidamente a conjuntura jurídica. Tendo isso em conta, e face à atenção especial que deve ser dada aos desafios enfrentados por este projeto específico de demonstração de ativos híbridos, a aplicação dos requisitos jurídicos, que exigiriam grandes mudanças nos fundamentos do projeto e que, se tivessem sido clarificados anteriormente, poderiam ter impedido a realização ou levado à alteração dos fundamentos do projeto, poderá, de facto, ser encarada como uma fonte de sérios problemas para o funcionamento da pequena rede interligada.

(74) Assim, a Comissão pode concluir que a aplicação integral do artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento Eletricidade à rede KF criaria sérios problemas para o funcionamento da pequena rede interligada.

5.3. **Âmbito da derrogação**

(75) A derrogação aplica-se ao cálculo e à atribuição da capacidade interzonal na interligação KF, derrogando os requisitos do artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento Eletricidade no que se refere à fixação de um limite mínimo de 70 % da capacidade de transporte *total* da interligação. O artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento Eletricidade aplica-se na medida em que será disponibilizada, pelo menos, 70 % da capacidade *residual*, ou seja, pelo menos, 70 % da capacidade remanescente após a dedução da capacidade necessária para transportar a produção de energia eólica dos parques eólicos Baltic 1, Baltic 2 e Kriegers Flak para as respetivas redes em terra, com base nas previsões diárias da produção de eletricidade por estes parques eólicos.

(76) Quaisquer outras disposições que se refiram ao «limite mínimo», conforme estabelecido no artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento Eletricidade, devem ser interpretadas como referindo-se ao limite mínimo estabelecido na presente decisão. Tal aplica-se também aos códigos de rede e orientações sobre eletricidade, incluindo o CACM, o FCA e o EB, bem como aos termos, condições e metodologias com base nesses regulamentos da Comissão.

(77) Todos os outros requisitos do artigo 16.º do Regulamento Eletricidade continuam a ser aplicáveis, em particular a exigência de disponibilizar o nível máximo da capacidade das interligações que respeite as normas de segurança para o funcionamento seguro da rede.

5.4. **Ausência de prejuízo da transição para a energia renovável, do aumento da flexibilidade, do armazenamento de energia, da mobilidade elétrica e da resposta da procura**

(78) O artigo 64.º do Regulamento Eletricidade estabelece que a decisão deve ter por objetivo garantir que não prejudica a transição para a energia renovável e o aumento da flexibilidade, do armazenamento de energia, da mobilidade elétrica e da resposta da procura.

(79) A decisão de derrogação visa viabilizar um projeto de demonstração pioneiro do género, que tem por objetivo uma melhor integração das energias renováveis na rede elétrica. Por conseguinte, não prejudica a transição para a energia renovável. Não tem também qualquer impacto percetível na mobilidade elétrica ou na resposta à procura.

(80) No que se refere a uma maior flexibilidade e armazenamento de energia, é importante referir que a possibilidade de facultar serviços de flexibilidade (incluindo armazenamento) para apoio do sistema elétrico depende diretamente do facto de se enviar a esses prestadores de serviços sinais precisos e claros de investimento e despacho. Qualquer congestionamento estrutural numa zona de ofertas resulta em sinais de investimento distorcidos para os serviços de flexibilidade específicos do local. A título de exemplo, o investimento na produção de hidrogénio ou no armazenamento em baterias dentro da rede KF poderia ser mais viável num quadro regulamentar que refletisse

corretamente o congestionamento entre a rede KF e ambas as redes em terra. Atendendo aos desafios tecnológicos consideráveis associados aos investimentos marítimos, tal não implica automaticamente que esses investimentos fossem viáveis no caso de uma zona de ofertas marítima separada para a rede KF, mas é óbvio que a abordagem adotada pela decisão de derrogação pode ter um efeito negativo no potencial de investimento, relativamente à criação de uma zona de ofertas marítima.

(81) Por outro lado, o artigo 64.º do Regulamento Eletricidade não exige que as decisões de derrogação maximizem o potencial de flexibilidade ou de armazenamento de energia, mas apenas «visa garantir que a derrogação não o prejudica». Por outras palavras, a derrogação não deve impedir desenvolvimentos que, sem a derrogação, ocorreriam naturalmente. No entanto, não é certo que, na ausência de uma derrogação, a rede KF funcionasse como uma zona de ofertas marítima separada. Conforme também destacado pelos respondentes da consulta, uma zona de ofertas marítima pode ter vantagens importantes para o funcionamento do mercado, transparência e utilização eficiente dos ativos da rede, mas também acarreta certas complexidades, por exemplo, no que toca à distribuição dos custos e benefícios. Sem a criação de uma zona de ofertas marítima, não é claro se a aplicação integral do artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento Eletricidade, no contexto do projeto KF, por si só, daria sinais de investimento mais precisos aos serviços de flexibilidade ou ao armazenamento.

(82) Assim, embora a derrogação não impeça a transição para uma maior flexibilidade — inclusive no que respeita ao armazenamento de energia —, no que se refere às condições da derrogação, é importante ter em conta a necessidade de sinais de investimento adequados e o seu impacto em possíveis investimentos no armazenamento ou noutros domínios passíveis de flexibilidade.

5.5. **Limitação da derrogação no tempo e condições destinadas a aumentar a concorrência e a integração com o mercado interno da eletricidade**

(83) O artigo 64.º do Regulamento Eletricidade estabelece expressamente que a derrogação deve ser limitada no tempo e sujeita a condições destinadas a aumentar a concorrência e a integração com o mercado interno da eletricidade.

5.5.1. *Limitação no tempo*

(84) Uma limitação de tempo pode, assim, justificar-se não apenas pelo princípio da proporcionalidade, se uma derrogação mais curta puder resolver os problemas em causa ou se uma derrogação mais longa conduzir a um ónus desproporcional para os participantes no mercado. O regulamento prevê uma limitação *obrigatória* para diversos fins. Em primeiro lugar, parte do princípio de que o quadro regulamentar geral pode ser aplicado a todas as situações do mercado interno e que essa aplicação global é benéfica para a sociedade. Embora o artigo 64.º reconheça que podem ser necessárias derrogações em situações específicas, essas derrogações podem aumentar a complexidade da rede em geral e constituir entraves à integração também nas áreas vizinhas. Além disso, a justificação de uma derrogação baseia-se, de um modo geral, no enquadramento técnico e regulamentar da época e numa determinada topologia de rede. Todas estas situações irão decerto mudar. Por fim, é importante que os participantes do mercado possam prever com suficiente antecedência quaisquer alterações regulamentares. Como tal, todas as derrogações têm de ser limitadas no tempo.

(85) A única situação em que o regulamento prevê a possibilidade de derrogação geral, sem limitação de tempo, diz respeito às regiões ultraperiféricas, na aceção do artigo 349.º do TFUE, as quais não podem estar interligadas ao mercado de energia da União por razões físicas evidentes. Esse facto é facilmente compreensível, uma vez que as regiões em causa não têm impacto no mercado interno da eletricidade. Visto que o sistema KF não se enquadra numa região ultraperiférica, é necessário que haja uma limitação clara e previsível no tempo da derrogação.

(86) O pedido de derrogação propõe uma limitação de tempo com base no funcionamento e na ligação dos três parques eólicos marítimos. Da redação depreende-se, portanto, que não é ilimitada no tempo. Porém, esta condição não é suficientemente precisa quanto ao que ainda constitui o «funcionamento» dos parques eólicos iniciais e, além disso, não permite que terceiros prevejam o quadro regulamentar com antecedência suficiente.

(87) Para não subsistirem dúvidas, deveria ser possível identificar claramente se um parque eólico marítimo ligado à rede KF constitui ou não um dos primeiros parques eólicos. Assim, e em todo o caso, a partir da data em que qualquer um dos três parques eólicos deixe de funcionar — com exceção das operações habituais de manutenção ou reparação, com uma duração limitada — ou que seja sujeito a alterações significativas — presumindo-se ser este o caso, no mínimo, quando é necessário um novo acordo de ligação ou quando a capacidade de produção do parque eólico sofre um aumento de mais de 5 % —, deverá acrescentar-se a condição de a produção deste parque eólico deixar de ser deduzida da capacidade de transporte total antes do cálculo da capacidade residual, aumentando, deste modo, a capacidade disponível para transação na interligação.

(88) No entanto, se um ou dois parques eólicos deixarem de funcionar ou, por qualquer motivo, de beneficiar da derrogação, tal não deverá ter um impacto negativo na situação comercial dos outros parques eólicos ou no funcionamento da rede. Assim, a derrogação não deve ser suspensa apenas porque a produção de um dos parques eólicos deixou de ter direito à dedução *ex ante* da capacidade de transporte total, mas apenas se *os três* parques eólicos deixaram de ter direito a essa dedução.

(89) No que diz respeito à duração adequada da derrogação, a Comissão observa que a aplicação imediata das regras para as quais ela é solicitada exigiria alterações significativas das disposições regulamentares e comerciais da KF, com possíveis consequências negativas para o funcionamento dos parques eólicos.

(90) Por outro lado, a Comissão observa que a concessão da derrogação para o período durante o qual os parques eólicos estiverem a funcionar e permanecerem ligados poderia implicar a sua vigência por 20 anos ou mais, tendo em conta a vida média dos parques eólicos marítimos. Uma derrogação tão longa poderia vir a ser muito desvantajosa para a integração do mercado.

(91) Além disso, é importante que a derrogação concedida à KF não crie um elemento imutável e inflexível, estranho à estrutura regulamentar que está a ser elaborada para a energia *offshore*. Para garantir flexibilidade suficiente e, ao mesmo tempo, um nível adequado de certeza e previsibilidade para todas as partes no projeto e outros participantes no mercado, devem ser estabelecidas revisões regulares do quadro aprovado nesta decisão de derrogação.

(92) A Comissão tem, por isso, de encontrar um equilíbrio entre os interesses legítimos dos parceiros do projeto KF e dos Estados-Membros vizinhos — os quais confiaram na legalidade da solução regulamentar elaborada para este projeto inédito — e os interesses dos consumidores e produtores da UE, a fim de beneficiar do princípio da maximização dos fluxos transfronteiriços.

(93) A Comissão tem em conta a possibilidade de desenvolver e aplicar uma solução regulamentar que não implique a derrogação ([20]), mas esse processo necessitará de um tempo considerável e terá também uma complexidade apreciável. O mesmo se aplica às necessárias adaptações contratuais ao novo tratamento regulamentar em conformidade com as regras da UE. Além disso, uma vez que a estrutura regulamentar para ativos híbridos marítimos está atualmente em debate, deve prever-se um período suficiente para garantir que essas adaptações não tenham de começar antes de ser assegurada uma base sólida e clara. Por conseguinte, afigura-se adequado conceder a derrogação por um período de 10 anos.

(94) No entanto, não é de excluir totalmente a possibilidade de a derrogação continuar a ser necessária para manter o equilíbrio económico e garantir a viabilidade da rede KF, mesmo além do período de 10 anos. Assim, a Comissão poderá prorrogar este período se tal se justificar. A derrogação, incluindo quaisquer prorrogações, não deverá exceder um período de 25 anos, uma vez que ultrapassaria o tempo de vida restante previsto dos parques eólicos.

(95) A análise pela Comissão de qualquer pedido de prorrogação deverá incluir uma avaliação da possibilidade de alterar a estrutura do projeto para permitir a integração total da rede KF no quadro regulamentar geral, por exemplo pela definição de zonas de ofertas marítimas. Qualquer alteração da estrutura do projeto teria em devida conta o equilíbrio económico estabelecido ao abrigo da decisão de derrogação. O ponto 5.5.3 apresenta um procedimento detalhado para o pedido e a concessão da prorrogação.

([20]) Na consulta, as partes interessadas referiram, nomeadamente, a possibilidade de desenvolver uma zona de ofertas marítima para o projeto.

5.5.2. *Outras condições*

(96) No que se refere a outras condições, a imposição do aumento da capacidade mínima disponível para transação num projeto que, de resto, se mantém inalterado contribuiria diretamente para repor o problema, que seria suprido pela derrogação nas horas de congestionamento dos cabos da rede KF. Por outro lado, na ausência de congestionamento dos cabos, aplica-se o princípio da maximização, devendo desde logo ser disponibilizada a capacidade máxima tecnicamente viável, até atingir a capacidade de transporte total da rede de transporte.

(97) Dito isto, não se pode excluir totalmente, a longo prazo, uma margem para aumento da capacidade disponível. Em particular, o projeto inicial chegou a prever a instalação de cabos de corrente contínua adicionais, mas esse plano foi abandonado devido ao aumento (2,5 vezes) do custo dos componentes necessários (ver considerandos 40-42 acima). Não está, contudo, excluída a possibilidade de realizar esses investimentos no futuro. Nomeadamente, o acordo de subvenção do sistema KF previa a possibilidade de integrar um parque eólico sueco na rede e ponderava a hipótese de um aumento de capacidade nesse cenário.

(98) Sempre que se registem novos desenvolvimentos tecnológicos ou de mercado, ou ocorram investimentos em novos parques eólicos marítimos nas proximidades da KF que modernizem a rede existente, ou ainda se a instalação de novos cabos aumentar a capacidade disponível para transações financeiramente viáveis (tendo em conta a necessidade de garantir a operação segura da rede KF e redes adjacentes), devem ser realizar-se os investimentos necessários. Em caso de pedidos de prorrogação, a avaliação da Comissão deve também referir se esses investimentos em capacidade adicional são ou não razoavelmente previsíveis.

(99) Se os prestadores de serviços de flexibilidade mostrarem um interesse concreto na realização de projetos dentro — ou nas proximidades — da rede KF que possam aumentar a capacidade disponível para transação recorrendo a serviços de flexibilidade (por exemplo, armazenamento de excedentes de produção eólica em baterias ao largo), esses investimentos devem ser devidamente ponderados pelas autoridades nacionais em causa, tirando proveito do seu potencial para aumentar a capacidade disponível para transação até ao valor mínimo estabelecido no artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento Eletricidade.

5.5.3. *Procedimento para eventuais pedidos de prorrogação*

(100) Para que a Comissão avalie se a derrogação ainda é necessária, face às eventuais futuras clarificações e alterações ao quadro jurídico dos projetos híbridos, as autoridades nacionais devem comunicar à Comissão, num prazo suficiente antes do termo do período de derrogação, se consideram necessária a prorrogação da mesma. Caso as autoridades nacionais desejem solicitar a prorrogação da presente derrogação, deve ser apresentado um pedido conjunto, num prazo suficiente antes do termo do período de derrogação, para permitir uma análise aprofundada e informar precocemente os participantes no mercado sobre o futuro quadro regulamentar da KF. Qualquer pedido desta natureza deve incluir uma análise custo-benefício que demonstre os efeitos da derrogação, tanto para a rede KF como a nível regional e europeu, comparando, pelo menos, as possibilidades de manter a derrogação na sua forma atual, aumentar a capacidade disponível através de investimentos adicionais e integrar totalmente a rede KF no quadro regulamentar geral para ativos híbridos marítimos, conforme aplicável no momento do pedido de prorrogação.

(101) Sempre que tiver de decidir sobre um pedido de prorrogação, a Comissão deve ponderar devidamente não só os interesses económicos dos parques eólicos interligados e dos operadores de rede envolvidos, como também o impacto socioeconómico mais vasto da derrogação, ao nível regional e europeu. Em particular, a revisão deve estabelecer se e como a rede KF deve ser integrada num quadro regulamentar mais amplo para ativos híbridos.

(102) A fim de ter devidamente em conta as alterações ao quadro regulamentar, bem como a evolução da tecnologia e do mercado, quaisquer prorrogações concedidas devem ser limitadas no tempo.

(103) Se a Comissão concluir que, para conceder uma prorrogação, são necessárias alterações à abordagem regulamentar estabelecida na presente decisão, ou que são necessárias outras condições para aumentar a concorrência ou a integração do mercado, prever-se-á um período suficiente para a sua execução e os outros participantes do mercado serão informados, também com antecedência suficiente, sobre possíveis alterações da capacidade transfronteiriça disponível,

ADOTOU A PRESENTE DECISÃO:

Artigo 1.º

É concedida, à instalação conjunta de interligação Kriegers Flak, uma derrogação do disposto no artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento (UE) 2019/943. Ao determinar se são atingidos os níveis mínimos de capacidade disponível para o comércio interzonal, a base de capacidade utilizada para calcular a capacidade mínima será a capacidade residual após a dedução da capacidade necessária, prevista com um dia de antecedência, para transportar para as respetivas redes nacionais em terra a produção de eletricidade dos parques eólicos ligados à instalação conjunta de interligação Kriegers Flak, ao invés da capacidade de transporte total.

O artigo 16.º, n.º 1, do Regulamento (UE) 2019/943 continua a ser totalmente aplicável, e a capacidade máxima da instalação conjunta de interligação Kriegers Flak e das redes de transporte afetadas pela capacidade transfronteiriça da instalação conjunta de interligação Kriegers Flak, até à capacidade de rede total da instalação conjunta de interligação Kriegers Flak, deve ser disponibilizada aos participantes do mercado em conformidade com os padrões de segurança de operação de rede segura.

Artigo 2.º

A derrogação nos termos do artigo 1.º abrange todas as referências à capacidade mínima disponível para o comércio ao abrigo do artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento (UE) 2019/943, do Regulamento (UE) 2019/943 e dos regulamentos da Comissão baseados no presente regulamento.

Artigo 3.º

A derrogação prevista no artigo 1.º é aplicável até 10 anos após a adoção da decisão da Comissão. Este período pode ser prorrogado pela Comissão nos termos do artigo 4.º. A duração total da derrogação, incluindo quaisquer prorrogações, não pode exceder 25 anos.

No caso de qualquer um dos três parques eólicos ligados à instalação conjunta de interligação Kriegers Flak parar de funcionar — com exceção das operações habituais de manutenção ou reparação, com uma duração limitada — ou no caso de o parque eólico ser sujeito a modificações significativas, as previsões da eletricidade produzida por este parque eólico devem deixar de ser deduzidas nos termos do artigo 1.º, aumentando assim a capacidade disponível para transação na interligação. Não devem ser abrangidas as interrupções na produção devido a preços de mercado baixos ou a instruções dos operadores da rede. As modificações serão consideradas significativas, pelo menos, nos casos em que for necessário um novo contrato de ligação ou a capacidade de produção do parque eólico registar um aumento de mais de 5 %.

Artigo 4.º

As autoridades dinamarquesas e alemãs podem solicitar à Comissão a prorrogação do período de derrogação previsto no artigo 3.º. Qualquer pedido nesse sentido deve ser apresentado num prazo suficiente antes do termo do período de derrogação. Qualquer pedido de prorrogação da derrogação deve incluir uma análise dos custos e benefícios da abordagem regulamentar escolhida nos termos da derrogação, incluindo uma análise quantitativa. Deve também fornecer análises sobre possíveis soluções alternativas, nomeadamente a integração da instalação conjunta de interligação Kriegers Flak na rede geral regulamentada para ativos híbridos marítimos aplicável naquele momento, a criação de uma zona de ofertas marítima separada para a instalação conjunta de interligação Kriegers Flak e/ou a realização de investimentos adicionais para aumentar a capacidade de transporte disponível. Se a Comissão, na sequência de um pedido de prorrogação, concluir que são necessárias alterações à abordagem regulamentar estabelecida na presente decisão, ou que são necessárias outras condições para aumentar a concorrência ou a integração do mercado, prever-se-á um período suficiente para a sua execução e os outros participantes do mercado serão informados, também com antecedência suficiente, sobre possíveis alterações à capacidade transfronteiriça disponível.

Artigo 5.º

Se os prestadores de serviços de flexibilidade mostrarem um interesse concreto na realização de projetos que possam aumentar a capacidade disponível para o comércio na instalação conjunta de interligação Kriegers Flak recorrendo a serviços de flexibilidade, esses investimentos devem ser devidamente ponderados pelas autoridades dinamarquesas e alemãs, tirando proveito do seu potencial para aumentar a capacidade disponível para o comércio até ao valor mínimo estabelecido no artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento Eletricidade. Sempre que tais investimentos sejam propostos, mas não viabilizados na instalação conjunta de interligação Kriegers Flak, as autoridades nacionais informarão a Comissão desse facto.

Artigo 6.º

Os destinatários da presente decisão são o Reino da Dinamarca e a República Federal da Alemanha.

Feito em Bruxelas, em 11 de novembro de 2020.

Pela Comissão
Kadri SIMSON
Membro da Comissão