

II

(Atos não legislativos)

REGULAMENTOS

REGULAMENTO (UE) N.º 543/2013 DA COMISSÃO

de 14 de junho de 2013

sobre a apresentação e a publicação de dados dos mercados da eletricidade e que altera o anexo I do Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho

(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 (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 ⁽¹⁾, nomeadamente o artigo 18.º, n.º 5,

Considerando o seguinte:

- (1) O Regulamento (CE) n.º 714/2009, nomeadamente no artigo 15.º e no ponto 5 das Orientações sobre a Gestão e a Atribuição da Capacidade de Transporte Disponível nas Linhas de Interligação entre Redes Nacionais constantes do anexo I desse regulamento, estabelece requisitos para os Operadores das Redes de Transporte (ORT) publicarem os dados relevantes sobre a disponibilidade das redes, a capacidade das interligações transfronteiriças e as indisponibilidades de produção, consumo e rede.
- (2) O artigo 4.º, n.º 4, do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia ⁽²⁾, reconhece que a publicação de informações privilegiadas, por força do Regulamento (CE) n.º 714/2009 ou de orientações adotadas nos termos deste regulamento, constitui uma divulgação pública, simultânea, completa e efetiva.
- (3) A disponibilidade desses dados é indispensável para uma tomada de decisão eficiente pelos participantes no mercado em matéria de produção, de consumo e de comercialização. Uma maior integração do mercado e o rápido desenvolvimento de fontes de energia renovável intermitentes, nomeadamente eólica e solar, exigem a divulgação

de uma informação completa, disponível em tempo útil, de elevada qualidade e de fácil compreensão, sobre os princípios fundamentais da oferta e da procura.

- (4) A disponibilização em tempo útil de dados completos sobre os princípios fundamentais da oferta e da procura deverá também reforçar a segurança do abastecimento energético. Deverá permitir às partes do mercado ajustar adequadamente a oferta e a procura, reduzindo assim o risco de cortes gerais de eletricidade. Como resultado, os ORT poderão controlar melhor as suas redes e explorá-las em condições mais previsíveis e seguras.
- (5) As medidas de transparência em vigor não satisfazem inteiramente esses critérios. Além disso, existe uma divulgação desigual da informação relevante entre os participantes no mercado, detendo os grandes operadores históricos um acesso exclusivo à informação relacionada com os seus próprios ativos, o que representa uma desvantagem para os novos participantes no mercado ou para os participantes sem ativos próprios.
- (6) Os participantes no mercado devem receber informações em tempo útil sobre o consumo esperado. Essa informação deve ser regularmente atualizada e ser fornecida para diferentes horizontes temporais. Os resultados efetivos do consumo previsto deverão também ser disponibilizados rapidamente após a situação real.
- (7) A indisponibilidade planeada e não planeada das unidades de produção de eletricidade e das unidades de consumo é uma das mais importantes informações em matéria de oferta e procura para os participantes no mercado. Os participantes no mercado e os ORT necessitam de informações detalhadas sobre o local, o momento e as razões da indisponibilidade de produção ou consumo dessas unidades e o momento em que esperam voltar a estar operacionais. Tal ajudará também os ORT a reatribuir mais adequadamente as reservas, de forma a reduzir a probabilidade de cortes gerais de eletricidade.

⁽¹⁾ JO L 211 de 14.8.2009, p. 15.

⁽²⁾ JO L 326 de 8.12.2011, p. 1.

- (8) Os participantes no mercado e os ORT também devem receber informações detalhadas acerca da capacidade total de produção instalada, estimativas sobre a produção total prevista, incluindo informações separadas para a produção de energia intermitente e dados por unidade sobre a produção efetiva das instalações de maior dimensão.
- (9) A fim de poder transportar energia dos locais onde está mais disponível para onde é mais necessária e ajustar as carteiras em conformidade, o mercado deverá receber informações sobre a indisponibilidade planeada e não planeada das infraestruturas de transporte transfronteiriças existentes e os planos de desenvolvimento dessas infraestruturas. Os ORT devem também fornecer e atualizar regularmente dados sobre as capacidades de transferência transfronteiriça planeadas e disponibilizadas, para diferentes horizontes temporais, bem como informações relativas à atribuição e utilização das capacidades.
- (10) Devido à rápida implantação de fontes de geração intermitente, fora dos centros de consumo, as infraestruturas de transporte ficaram cada vez mais congestionadas em grandes partes da Europa. Para resolver esses congestionamentos, os ORT têm procurado intervir cada vez mais nas operações do mercado, orientando os participantes na alteração dos seus compromissos de produção ou comercialização. Para que o mercado compreenda onde e por que motivo se tornaram necessárias medidas de gestão dos congestionamentos, é preciso que os ORT forneçam uma informação atempada, detalhada e fundamentada acerca das suas ações.
- (11) Mesmo após uma planificação cuidadosa, os produtores e os comercializadores grossistas e retalhistas podem encontrar-se em desvio e ficar expostos aos mecanismos de compensação de desvios e de liquidação dos ORT. A fim de mitigar ao máximo o risco de desvio, os participantes no mercado precisam de informações precisas, claras e atempadas sobre os mercados de compensação de desvios. Os ORT devem fornecer essas informações num formato comparável entre países, incluindo detalhes sobre as reservas que tenham contratualizado, os preços pagos e as quantidades mobilizadas para a compensação de desvios.
- (12) Os ORT são muitas vezes a primeira fonte de informações fundamentais pertinentes. Podem igualmente recolher e avaliar grandes quantidades de informação para efeitos de exploração da rede. No intuito de fornecer uma visão global das informações relevantes de toda a União, os ORT devem facilitar a recolha, a verificação e o tratamento de dados e a Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte para a Eletricidade («REORT para a Eletricidade») deve disponibilizar dados relevantes ao público através de uma plataforma central de transparência da informação. Para fazer o melhor uso possível das atuais fontes de transparência, a REORT para a Eletricidade deve poder obter informações para publicação através de terceiros, como as bolsas de energia elétrica e as plataformas de transparência.
- (13) O anexo I do Regulamento (CE) n.º 714/2009 deve, portanto, ser alterado em conformidade.
- (14) O presente regulamento foi adotado com base no Regulamento (CE) n.º 714/2009, que complementa e do qual é parte integrante. Por conseguinte, as remissões para o Regulamento (CE) n.º 714/2009 noutros atos jurídicos devem ser entendidas também como remissões para o presente regulamento.
- (15) As medidas previstas no presente regulamento são conformes com o parecer do comité instituído pelo artigo 23.º, n.º 1, do Regulamento (CE) n.º 714/2009,

ADOTOU O PRESENTE REGULAMENTO:

Artigo 1.º

Objeto

O presente regulamento estabelece o conjunto mínimo comum de dados relativos à produção, ao transporte e ao consumo de eletricidade que devem ser disponibilizados aos participantes no mercado. Prevê, igualmente, a recolha e a publicação centralizadas desses dados.

Artigo 2.º

Definições

Para efeitos do presente regulamento, são aplicáveis as definições do artigo 2.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009. São igualmente aplicáveis as seguintes definições:

- 1) «reservas para compensação de desvios», todos os recursos, se obtidos *ex ante* ou em tempo real, ou de acordo com obrigações legais, que estejam disponíveis aos ORT para efeitos de compensação de desvios;
- 2) «unidade de tempo de compensação de desvios», o período de tempo para o qual é estabelecido o preço das reservas para compensação de desvios;
- 3) «zona de ofertas», a mais vasta zona geográfica dentro da qual os participantes no mercado podem trocar energia sem atribuição de capacidade;
- 4) «atribuição de capacidade», a atribuição de capacidade interzonal;
- 5) «unidade de consumo», recurso que recebe energia elétrica para sua própria utilização, com exceção dos Operadores das Redes de Transporte (ORT) e dos Operadores das Redes de Distribuição (ORD);
- 6) «zona de controlo», uma parte coerente do sistema interligado, operada por um único operador de rede, incluindo cargas físicas ligadas e/ou unidades de produção, quando existam;

- 7) «capacidade líquida coordenada de transporte», método de cálculo da capacidade baseado no princípio da avaliação e da definição *ex ante* do intercâmbio máximo de energia entre zonas de ofertas adjacentes;
- 8) «elemento crítico da rede», um elemento da rede, situado dentro de uma zona de ofertas ou entre zonas de ofertas, tido em conta no processo de cálculo da capacidade, que limita a quantidade de energia que pode ser trocada;
- 9) «compensação de desvios entre zonas de controlo», sistema de compensação em que um ORT pode receber ofertas de mobilização de energia procedentes de zonas de outros ORT. Não inclui o redespacho ou o fornecimento de energia de emergência;
- 10) «capacidade intrazonal», a capacidade da rede interligada para suportar a transferência de energia entre zonas de ofertas;
- 11) «moeda», o euro, quando pelo menos uma parte da(s) zona(s) de ofertas em causa pertencer a um país em que o euro seja a moeda oficial. Em qualquer outro caso, refere-se à moeda local;
- 12) «hora de fecho definitivo», momento em que os ORT têm de confirmar ao mercado todas as nomeações aceites. A hora de fecho respeita não só aos mercados diários ou intradiários, mas também aos diferentes mercados que cobrem o ajustamento dos desvios e a atribuição de reservas;
- 13) «trocas compensatórias» significa a troca interzonal realizada pelos operadores das redes entre duas zonas de ofertas, para aliviar os congestionamentos físicos;
- 14) «fornecedor de dados» é a entidade que envia os dados à plataforma central de transparência da informação;
- 15) «atribuição explícita» refere-se apenas à atribuição de capacidade interzonal, sem transferência de energia;
- 16) «parâmetros do método baseado em fluxos» são as margens disponíveis nos elementos críticos da rede associados aos fatores de distribuição da transferência de energia;
- 17) «unidade de geração», um único gerador de eletricidade pertencente a uma unidade de produção;
- 18) «atribuição implícita», um método de gestão de congestionamentos em que se obtém energia simultaneamente com a capacidade intrazonal;
- 19) «unidade de tempo do mercado», o período para o qual se estabeleceu o preço de mercado ou o mais breve período de tempo comum possível para as duas zonas de ofertas, se as suas unidades de tempo do mercado forem diferentes;
- 20) «capacidade oferecida», a capacidade intrazonal disponibilizada pela entidade de atribuição da capacidade de transporte ao mercado;
- 21) «planeado/a» significa uma ocorrência conhecida *ex ante* pelo proprietário primário dos dados;
- 22) «fator de distribuição da transferência de energia», uma representação do fluxo físico num elemento crítico da rede, induzido pela variação da posição líquida de uma zona de ofertas;
- 23) «proprietário primário dos dados», a entidade que cria os dados;
- 24) «unidade de produção», uma instalação de produção de eletricidade composta por uma única ou por várias unidades de geração;
- 25) «perfil», uma fronteira geográfica entre uma zona de ofertas e várias zonas de ofertas vizinhas;
- 26) «redespacho», uma medida ativada por um ou vários operadores da rede, que altera o padrão de produção e/ou de carga, com o objetivo de mudar os fluxos físicos na rede de transporte e aliviar os congestionamentos físicos;
- 27) «carga total», incluindo as perdas sem eletricidade utilizada para armazenamento de energia, significa uma carga igual à produção e quaisquer importações, deduzindo quaisquer exportações e eletricidade utilizada para armazenamento de energia;
- 28) «entidade de atribuição da capacidade de transporte», a entidade designada pelos ORT para gerir a atribuição das capacidades intrazonais;
- 29) «carga vertical», a quantidade total de energia elétrica que flui da rede de transporte para as redes de distribuição, até aos clientes finais ligados diretamente ou até à parte consumidora da instalação de produção;
- 30) «margem de previsão a um ano», a diferença entre a previsão anual da capacidade de produção disponível e a previsão anual da carga total máxima, tendo em conta a previsão da capacidade de produção total, a previsão da disponibilidade de produção e a previsão das reservas contratualizadas para os serviços da rede;
- 31) «hora» significa a hora local de Bruxelas.

Artigo 3.º

Criação de uma plataforma central de transparência da informação

1. Uma plataforma central de transparência da informação deve ser criada e funcionar com eficiência e com eficácia em matéria de custos, no âmbito da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte para a Eletricidade («REORT para a Eletricidade»). Compete à REORT para a Eletricidade divulgar na plataforma central de transparência da informação todos os dados que os ORT devem fornecer à REORT para a Eletricidade, em conformidade com o presente regulamento.

A plataforma central de transparência da informação deve ser disponibilizada ao público gratuitamente, via Internet e, no mínimo, em inglês.

Os dados devem estar atualizados, ser facilmente acessíveis e descarregáveis e permanecer disponíveis durante, pelo menos, 5 anos. Todas as atualizações dos dados serão datadas, arquivadas e disponibilizadas ao público.

2. A REORT para a Eletricidade deve apresentar uma proposta sobre o funcionamento da plataforma central de transparência da informação e os respetivos custos à Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia («a Agência»), quatro meses após a entrada em vigor do presente regulamento. A Agência formulará o seu parecer no prazo de três meses a contar da data de apresentação da proposta.

3. A REORT para a Eletricidade deve garantir a operacionalidade da plataforma central de transparência da informação dezoito meses após a entrada em vigor do presente regulamento.

Artigo 4.º

Transmissão e publicação de dados

1. Os proprietários primários dos dados devem transmiti-los aos ORT, nos termos dos artigos 6.º a 17.º. Devem garantir que os dados transmitidos aos ORT, ou em conformidade com o n.º 2 aos fornecedores de dados, estão completos, apresentam a qualidade exigida e são fornecidos com antecedência suficiente para os ORT ou os fornecedores de dados tratarem os dados e poderem enviá-los atempadamente à REORT para a Eletricidade, de modo a poder cumprir as obrigações previstas pelo presente regulamento em matéria de publicação de informação.

Os ORT, e quando relevante os fornecedores de dados, tratarão os dados recebidos e enviá-los-ão à REORT para a Eletricidade, em tempo útil para publicação.

2. Os proprietários primários dos dados podem cumprir as obrigações estabelecidas no n.º 1 apresentando os dados diretamente à plataforma central de transparência da informação, recorrendo a um terceiro que agirá enquanto fornecedor dos dados em seu nome. Esta forma de transmissão dos dados está sujeita a acordo prévio dos ORT em cuja zona de controlo esteja localizado o proprietário primário. Ao conceder o seu acordo, os ORT determinarão se o fornecedor dos dados cumpre os requisitos referidos no artigo 5.º, primeiro parágrafo, alíneas b) e c).

3. Os ORT serão considerados proprietários primários dos dados para efeitos dos artigos 6.º a 17.º, exceto quando indicado em contrário.

4. Caso uma zona de ofertas inclua várias zonas de controlo, em diferentes Estados-Membros, a REORT para a Eletricidade publicará os dados referidos no n.º 1 separadamente para os Estados-Membros em causa.

5. Sem prejuízo das obrigações dos ORT e da REORT para a Eletricidade estabelecidas no n.º 1 e no artigo 3.º, os dados podem também ser publicados nos sítios *web* dos ORT ou de outras partes.

6. As autoridades nacionais de regulação devem garantir que os proprietários primários dos dados, os ORT e os fornecedores de dados cumprem as obrigações decorrentes do presente regulamento.

Artigo 5.º

Manual de procedimento

A REORT para a Eletricidade deve elaborar um manual, especificando:

- a) As condições específicas e o formato da transmissão dos dados a que se refere o artigo 4.º, n.º 1;
- b) Os procedimentos e formatos uniformes de transmissão e intercâmbio de dados aplicáveis entre os proprietários primários dos dados, os ORT, os fornecedores dos dados e a REORT para a Eletricidade;
- c) Os critérios técnicos e operacionais a cumprir pelos fornecedores dos dados, ao apresentarem os dados à plataforma central de transparência da informação;
- d) Uma classificação adequada dos tipos de produção a que se referem o artigo 14.º, n.º 1, artigo 15.º, n.º 1, e artigo 16.º, n.º 1.

A REORT para a Eletricidade elaborará o manual no âmbito de uma consulta aberta e transparente junto das partes interessadas.

A REORT para a Eletricidade disponibilizará o manual ao público.

A REORT para a Eletricidade atualizará o manual, quando necessário. Antes de publicar ou atualizar o manual, a REORT para a Eletricidade deve apresentar um projeto de manual à Agência para parecer, a emitir pela Agência no prazo de dois meses. O projeto da primeira versão do manual será apresentado à Agência no prazo de quatro meses, a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento.

Artigo 6.º

Informação sobre a carga total

1. No que se refere às suas zonas de controlo, os ORT devem calcular e comunicar os seguintes dados à REORT para a Eletricidade, para cada zona de ofertas:

- a) A carga total por unidade de tempo do mercado;
- b) A previsão a um dia da carga total por unidade de tempo do mercado;

- c) A previsão a uma semana da carga total, para cada dia da semana seguinte, incluindo por cada dia um valor máximo e mínimo de carga;
- d) A previsão a um mês da carga total, para cada semana do mês seguinte, incluindo por semana um valor máximo e mínimo de carga;
- e) A previsão a um ano da carga total, para cada semana do ano seguinte, incluindo por semana um valor máximo e mínimo de carga.

2. A informação a que se faz referência:

- a) No n.º 1, alínea a), deve ser publicada, o mais tardar, uma hora após o período operacional;
- b) No n.º 1, alínea b), deve ser publicada, o mais tardar, duas horas antes do encerramento do mercado diário na zona de ofertas e ser atualizada quando ocorram alterações significativas;
- c) No n.º 1, alínea c), deve ser publicada todas as sextas-feiras, o mais tardar, duas horas antes do encerramento do mercado diário na zona de ofertas e ser atualizada quando ocorram alterações significativas;
- d) No n.º 1, alínea d), deve ser publicada, o mais tardar, uma semana antes do mês de fornecimento e ser atualizada quando ocorram alterações significativas;
- e) No n.º 1, alínea e), deve ser publicada, o mais tardar, no décimo quinto dia civil do mês anterior ao ano a que se referem os dados.

3. As unidades de geração situadas numa zona de controlo de um ORT fornecerão a esse ORT todas as informações relevantes necessárias para calcular os dados referidos no n.º 1, alínea a).

As unidades de geração serão consideradas proprietárias primárias das informações relevantes que forneçam.

4. Os ORD situados dentro de uma zona de controlo de um ORT fornecerão a esse ORT todas as informações relevantes necessárias para calcular os dados referidos no n.º 1, alíneas b) a e).

Os ORD serão considerados proprietários primários das informações relevantes que forneçam.

Artigo 7.º

Informação sobre a indisponibilidade das unidades de consumo

1. No que se refere às suas zonas de controlo, os ORT devem fornecer as seguintes informações à REORT para a Eletricidade:

- a) A indisponibilidade planeada equivalente ou superior a 100 MW de uma unidade de consumo, incluindo variações equivalentes ou superiores a 100 MW na indisponibilidade planeada das unidades de consumo, com a duração de, pelo menos, uma unidade de tempo do mercado, especificando:

- a zona de ofertas,
- a capacidade disponível por unidade de tempo do mercado durante a ocorrência,
- o motivo da indisponibilidade,
- as datas de início e de termo previstas (dia, hora) da alteração de disponibilidade;

b) As alterações na disponibilidade efetiva de uma unidade de consumo com uma potência nominal equivalente ou superior a 100 MW, especificando:

- a zona de ofertas,
- a capacidade disponível por unidade de tempo do mercado durante a ocorrência,
- o motivo da indisponibilidade,
- as datas de início e de termo previstas (dia, hora) da alteração de disponibilidade.

2. As informações previstas no n.º 1, alínea a), serão publicadas de forma agregada, por zona de ofertas, indicando a soma da capacidade de consumo indisponível, por unidade de tempo do mercado, durante um determinado período de tempo, logo que possível e, o mais tardar, uma hora após ser tomada a decisão relativa à indisponibilidade planeada.

As informações previstas no n.º 1, alínea b), serão publicadas de forma agregada, por zona de ofertas, indicando a soma da capacidade do consumo indisponível, por unidade de tempo do mercado, durante um determinado período de tempo, logo que possível e, o mais tardar, uma hora após a alteração da disponibilidade efetiva.

3. As unidades de consumo localizadas na zona de controlo de um ORT devem calcular e fornecer os dados referidos no n.º 1 a esse ORT.

As unidades de consumo serão consideradas proprietárias primárias dos dados que forneçam.

Artigo 8.º

Margem de previsão a um ano

1. No que se refere às suas zonas de controlo, os ORT devem calcular e fornecer à REORT para a Eletricidade, para cada zona de ofertas, a margem de previsão para o ano seguinte, avaliada com base na unidade de tempo do mercado local.

A informação deve ser publicada uma semana antes da atribuição anual das capacidades e, o mais tardar, no décimo quinto dia civil do mês anterior ao ano a que se referem os dados.

2. As unidades de geração e os ORD situados na zona de controlo de um ORT devem fornecer a esse ORT todas as informações relevantes necessárias para calcular os dados a que se refere o n.º 1.

As unidades de geração e os ORD serão considerados proprietários primários dos dados que forneçam.

*Artigo 9.º***Infraestrutura de transporte**

1. Os ORT devem identificar e fornecer informações à REORT para a Eletricidade sobre os futuros projetos de expansão ou de desmantelamento de componentes da rede e de interligação nas suas redes de transporte nos três anos seguintes. Essa informação só será fornecida para medidas com um impacto previsto de, pelo menos, 100 MW na capacidade intrazonal entre zonas de ofertas ou nos perfis, com a duração mínima de uma unidade de tempo do mercado. A informação deve incluir:

- a) A identificação dos ativos em causa;
- b) A localização;
- c) O tipo de ativo;
- d) O impacto na capacidade de interligação em cada sentido entre zonas de ofertas;
- e) A data prevista de conclusão.

A informação deve ser publicada uma semana antes da atribuição anual das capacidades e, o mais tardar, no décimo quinto dia civil do mês anterior ao ano a que se refere a atribuição. A informação deve ser atualizada com as alterações relevantes, antes do final de março, do final de junho e do final de setembro do ano a que respeita a atribuição.

*Artigo 10.º***Informação sobre a indisponibilidade da infraestrutura de transporte**

1. No que se refere às suas zonas de controlo, os ORT devem calcular e fornecer à REORT para a Eletricidade:

- a) A indisponibilidade planeada, incluindo as alterações na indisponibilidade planeada das interligações e na rede de transporte que impliquem uma redução da capacidade intrazonal entre zonas de ofertas equivalente ou superior a 100 MW, com a duração mínima de uma unidade de tempo do mercado, especificando:
 - a identificação dos ativos em causa,
 - a localização,
 - o tipo de ativo,
 - o impacto estimado na capacidade intrazonal em cada sentido entre zonas de ofertas,
 - o motivo da indisponibilidade,
 - as datas de início e de termo previstas (dia, hora) da alteração de disponibilidade;
- b) As alterações na disponibilidade efetiva das interligações e da rede de transporte que impliquem uma redução das capacidades intrazonais entre zonas de ofertas equivalente ou superior a 100 MW, com a duração mínima de uma unidade de tempo do mercado, especificando:
 - a identificação dos ativos em causa,

- a localização,
 - o tipo de ativo,
 - o impacto estimado na capacidade intrazonal em cada sentido entre zonas de ofertas,
 - o motivo da indisponibilidade,
 - as datas de início e de termo previstas (dia, hora) da alteração de disponibilidade;
- c) As alterações na disponibilidade efetiva da infraestrutura da rede marítima que impliquem uma redução da energia eólica injetada na rede equivalente ou superior a 100 MW, com a duração mínima de uma unidade de tempo do mercado, especificando:
 - a identificação dos ativos em causa,
 - a localização,
 - o tipo de ativo,
 - a capacidade de produção de energia eólica instalada (MW) ligada ao ativo,
 - a energia eólica injetada (MW) no momento da alteração de disponibilidade,
 - o motivo da indisponibilidade,
 - as datas de início e de termo previstas (dia, hora) da alteração de disponibilidade.

2. A informação prevista no n.º 1, alínea a), deve ser publicada logo que possível e, o mais tardar, uma hora após a decisão relativa à indisponibilidade planeada.

3. A informação prevista no n.º 1, alíneas b) e c), deve ser publicada logo que possível e, o mais tardar, uma hora após a alteração na disponibilidade efetiva.

4. No que se refere às informações estabelecidas no n.º 1, alíneas a) e b), os ORT podem optar por não identificar o ativo em questão e não especificar a sua localização, se essa informação for considerada sensível para a proteção das infraestruturas críticas nos respetivos Estados-Membros, como referido no artigo 2.º, alínea d), da Diretiva 2008/114/CE do Conselho ⁽¹⁾. Tal não prejudica as outras obrigações previstas no n.º 1 do presente artigo.

*Artigo 11.º***Informações relativas à estimativa e à oferta de capacidades intrazonais**

1. No que se refere às suas zonas de controlo, os ORT ou, se for caso disso, as entidades de atribuição da capacidade de transporte, devem calcular e fornecer as seguintes informações à REORT para a Eletricidade, com antecedência suficiente em relação ao processo de atribuição:

- a) A capacidade prevista e disponibilizada (MW) em cada sentido, entre zonas de ofertas, no caso de atribuição de capacidade baseada na capacidade líquida coordenada de transporte; ou

⁽¹⁾ JO L 345 de 23.12.2008, p. 75.

b) Os parâmetros pertinentes do método baseado em fluxos, em caso de atribuição de capacidade com base nos fluxos.

Os ORT, ou, se for caso disso, as entidades de atribuição de capacidade de transporte, serão considerados proprietários primários da informação que calculem e que forneçam.

2. As informações previstas no n.º 1, alínea a), devem ser publicadas como referido no anexo.

3. No que diz respeito às ligações em corrente contínua, e no prazo de uma hora a partir do momento em que as informações sejam conhecidas, os ORT devem fornecer à REORT para a Eletricidade todas as informações atualizadas sobre quaisquer restrições impostas à utilização da capacidade transfronteiriça disponível, incluindo a aplicação de restrições ao gradiente de geração ou limites intradiários da capacidade de transporte.

Os operadores de ligações em corrente contínua serão considerados proprietários primários das informações atualizadas que forneçam.

4. Os ORT, ou, se for caso disso, as entidades de atribuição da capacidade de transporte, devem fornecer um relatório anual à REORT para a Eletricidade, indicando:

- a) Os principais elementos críticos da rede que limitem a capacidade oferecida;
- b) A(s) zona(s) de controlo a que pertencem os elementos críticos da rede;
- c) Em que medida a mitigação dos elementos críticos da rede pode aumentar a capacidade oferecida;
- d) Todas as medidas que seja possível implementar para aumentar a capacidade oferecida e os seus custos estimados.

Ao preparar o relatório, os ORT podem optar por não identificar o ativo em questão e por não especificar a sua localização, se essa informação for considerada sensível para a proteção de infraestruturas críticas nos respetivos Estados-Membros, como referido no artigo 2.º, alínea d), da Diretiva 2008/114/CE.

Os ORT, ou, se for caso disso, as entidades de atribuição da capacidade de transporte, serão considerados proprietários primários do relatório que forneçam.

Artigo 12.º

Informação relativa à utilização das capacidades intrazonais

1. No que se refere às suas zonas de controlo, os ORT devem calcular e fornecer as seguintes informações à REORT para a Eletricidade:

- a) Em caso de atribuições explícitas, para cada unidade de tempo do mercado e em cada sentido entre zonas de ofertas;

— a capacidade (MW) requerida pelo mercado,

— a capacidade (MW) atribuída ao mercado,

— o preço da capacidade (moeda/MW),

— as receitas do leilão (em moeda), por limite entre zonas de ofertas;

- b) Para cada unidade de tempo do mercado e em cada sentido entre zonas de ofertas, a capacidade total nomeada;
- c) Antes de cada atribuição de capacidade, a capacidade total já atribuída no âmbito de um procedimento de atribuição anterior por unidade de tempo do mercado e em cada sentido;
- d) Para cada unidade de tempo do mercado, os preços do dia seguinte em cada zona de ofertas (moeda/MWh);
- e) No caso de atribuições implícitas, para cada unidade de tempo do mercado, as posições líquidas de cada zona de ofertas (MW) e a receita do congestionamento (na moeda), por fronteira entre zonas de ofertas;
- f) As trocas comerciais programadas para o dia seguinte de forma agregada, entre zonas de ofertas, em cada sentido e por unidade de tempo do mercado;
- g) Os fluxos físicos entre zonas de ofertas, por unidade de tempo do mercado;
- h) As capacidades intrazonais atribuídas entre zonas de ofertas nos Estados-Membros e em países terceiros, em cada sentido, em relação a cada produto atribuído e período.

2. As informações estabelecidas:

- a) No n.º 1, alíneas a) e e), devem ser publicadas, o mais tardar, uma hora após cada atribuição de capacidade;
- b) No n.º 1, alínea b), devem ser publicadas, o mais tardar, uma hora após cada ronda de nomeação;
- c) No n.º 1, alínea c), devem ser publicadas, o mais tardar, aquando da publicação dos dados relativos à capacidade oferecida, como estabelecido no anexo;
- d) No n.º 1, alínea d), devem ser publicadas, o mais tardar, uma hora após o encerramento;
- e) No n.º 1, alínea f), devem ser publicadas diariamente, o mais tardar, uma hora após a última hora de fecho definitivo e, se for caso disso, devem ser atualizadas, o mais tardar, duas horas após cada processo de nomeação intradiário;
- f) No n.º 1, alínea g), devem ser publicadas, para cada unidade de tempo do mercado, o mais próximo possível do tempo real e, o mais tardar, uma hora após o período operacional;

g) No n.º 1, alínea h), devem ser publicadas, o mais tardar, uma hora após a atribuição.

3. As entidades de atribuição da capacidade de transporte ou, quando aplicável, as bolsas de energia elétrica, fornecerão aos ORT todas as informações relevantes necessárias para calcular os dados mencionados no n.º 1.

As entidades de atribuição da capacidade de transporte serão consideradas proprietárias primárias da informação que forneçam.

As bolsas de energia elétrica serão consideradas proprietárias primárias da informação que forneçam.

Artigo 13.º

Informação relativa às medidas de gestão dos congestionamentos

1. No que se refere às suas zonas de controlo, os ORT devem fornecer as seguintes informações à REORT para a Eletricidade:

a) Informações relacionadas com o redespacho por unidade de tempo do mercado, especificando:

— as medidas tomadas (ou seja, o aumento ou diminuição da produção, aumento ou diminuição da carga),

— a identificação, localização e tipo de elementos da rede abrangidos pelas medidas,

— o motivo das medidas,

— a capacidade afetada pelas medidas tomadas (MW);

b) Informações relacionadas com as trocas compensatórias por unidade de tempo do mercado, especificando:

— as medidas tomadas (ou seja, aumento ou diminuição das trocas entre zonas),

— as zonas de ofertas afetadas,

— o motivo das medidas,

— a alteração no intercâmbio interzonal (MW);

c) Os custos incorridos por mês em virtude das medidas referidas nas alíneas a) e b) e de qualquer outra medida com o mesmo fim.

2. As informações estabelecidas:

a) No n.º 1, alíneas a) e b), devem ser publicadas logo que possível e, o mais tardar, uma hora após o período operacional, exceto pelas razões a publicar o mais rapidamente possível e, o mais tardar, um dia após o período operacional;

b) No n.º 1, alínea c), devem ser publicadas, o mais tardar, um mês após o final do referido mês.

Artigo 14.º

Previsões de produção

1. No que se refere às suas zonas de controlo, os ORT devem calcular e fornecer as seguintes informações à REORT para a Eletricidade:

a) A soma da capacidade de produção instalada (MW), para todas as unidades de produção existentes com capacidade de produção instalada equivalente ou superior a 1 MW, por tipo de produção;

b) Informação sobre as unidades de produção (existentes ou planeadas) com capacidade de produção instalada equivalente ou superior a 100 MW. Essa informação deve incluir:

— o nome da unidade,

— a capacidade de produção instalada (MW),

— a localização,

— a voltagem de ligação,

— a zona de ofertas,

— o tipo de produção;

c) Uma estimativa da produção total programada (MW), por zona de ofertas, por unidade de tempo do mercado do dia seguinte;

d) Uma previsão da produção de energia solar e eólica (MW), por zona de ofertas, por unidade de tempo do mercado do dia seguinte.

2. As informações estabelecidas:

a) No n.º 1, alínea a), devem ser publicadas anualmente, o mais tardar, uma semana antes do final do ano;

b) No n.º 1, alínea b), devem ser publicadas anualmente, para os três anos seguintes, o mais tardar, uma semana antes do início do primeiro ano a que se referem os dados;

c) No n.º 1, alínea c), devem ser publicadas, o mais tardar, às 18h00, hora de Bruxelas, um dia antes da entrega efetiva;

d) No n.º 1, alínea d), devem ser publicadas, o mais tardar, às 18h00, hora de Bruxelas, um dia antes da entrega efetiva. As informações devem ser atualizadas regularmente e publicadas durante a negociação intradiária, assegurando, no mínimo, uma atualização a publicar até às 8h00, hora de Bruxelas, do dia da entrega efetiva. As informações devem ser fornecidas para todas as zonas de ofertas, apenas nos Estados-Membros com mais de 1 % de produção a partir de energia solar ou eólica por ano, ou para as zonas de ofertas com mais de 5 % de injeção de energia eólica ou solar por ano.

3. As unidades de produção localizadas na zona de controlo de um ORT fornecerão a esse ORT todas as informações relevantes necessárias para calcular os dados previstos no n.º 1.

As unidades de produção serão consideradas proprietárias primárias das informações relevantes que forneçam.

Artigo 15.º

Informação sobre a indisponibilidade das unidades de geração e unidades de produção

1. No que se refere às suas zonas de controlo, os ORT devem fornecer as seguintes informações à REORT para a Eletricidade:

- a) A indisponibilidade planeada equivalente ou superior a 100 MW de uma unidade de geração, incluindo alterações equivalentes ou superiores a 100 MW na indisponibilidade planeada dessa unidade de geração, com uma duração esperada de, pelo menos, uma unidade de tempo do mercado até três anos, indicando:
- o nome da unidade de produção,
 - o nome da unidade de geração,
 - a localização,
 - a zona de ofertas,
 - a capacidade de produção instalada (MW),
 - o tipo de produção,
 - a capacidade disponível durante a ocorrência,
 - o motivo da indisponibilidade,
 - as datas de início e de termo previstas (dia, hora) da alteração de disponibilidade;
- b) As alterações equivalentes ou superiores a 100 MW na disponibilidade efetiva de uma unidade de geração, com uma duração esperada de, pelo menos, uma unidade de tempo do mercado, especificando:
- o nome da unidade de produção,
 - o nome da unidade de geração,
 - a localização,
 - a zona de ofertas,
 - a capacidade de produção instalada (MW),
 - o tipo de produção,
 - a capacidade disponível durante a ocorrência,
 - o motivo da indisponibilidade e
 - as datas de início e de termo previstas (dia, hora) da alteração de disponibilidade;
- c) A indisponibilidade planeada equivalente ou superior a 200 MW de uma unidade de produção, incluindo alterações equivalentes ou superiores a 100 MW na indisponibilidade planeada dessa unidade de produção, mas não publicada em conformidade com a alínea a), com uma duração esperada de, pelo menos, uma unidade de tempo do mercado até três anos, indicando:
- o nome da unidade de produção,
 - a localização,
 - a zona de ofertas,
 - a capacidade de geração instalada (MW),
 - o tipo de produção,
 - a capacidade disponível durante a ocorrência,
 - o motivo da indisponibilidade,
 - as datas de início e de termo previstas (dia, hora) da alteração de disponibilidade;
- d) As alterações equivalentes ou superiores a 100 MW na disponibilidade efetiva de uma unidade de produção, com uma capacidade de produção instalada equivalente ou superior a 200 MW, mas não publicada em conformidade com a alínea b), com uma duração esperada de, pelo menos, uma unidade de tempo do mercado, especificando:
- o nome da unidade de produção,
 - a localização,
 - a zona de ofertas,
 - a capacidade de produção instalada (MW),
 - o tipo de produção,
 - a capacidade disponível durante a ocorrência,
 - o motivo da indisponibilidade e
 - as datas de início e de termo previstas (dia, hora) da alteração de disponibilidade.
2. As informações previstas no n.º 1, alíneas a) e c), devem ser publicadas logo que possível e, o mais tardar, uma hora após a decisão relativa à indisponibilidade planeada.
- As informações previstas no n.º 1, alíneas b) e d), devem ser publicadas logo que possível e, o mais tardar, uma hora após a alteração na disponibilidade efetiva.
3. As unidades de geração localizadas na zona de controlo de um ORT fornecerão a esse ORT os dados previstos no n.º 1.
- As unidades de geração serão consideradas proprietárias primárias dos dados que forneçam.

Artigo 16.º

Produção efetiva

1. No que se refere às suas zonas de controlo, os ORT devem calcular e fornecer as seguintes informações à REORT para a Eletricidade:

- a) A energia efetiva (MW) gerada por unidade de tempo do mercado e por unidade de geração equivalente ou superior a 100 MW de capacidade de produção instalada;
- b) A energia agregada gerada e emitida para a rede por unidade de tempo do mercado e por tipo de produção;
- c) A energia solar e eólica (MW) gerada, efetiva ou estimada, em cada zona de ofertas, por unidade de tempo do mercado;
- d) A taxa média semanal agregada de enchimento de todos os reservatórios de água e instalações de armazenamento hídrico (MWh), por zona de ofertas, incluindo os valores relativos à mesma semana do ano precedente.

2. As informações estabelecidas:

- a) No n.º 1, alínea a), devem ser publicadas cinco dias após o período operacional;
- b) No n.º 1, alínea b), devem ser publicadas, o mais tardar, uma hora após o período operacional;

- c) No n.º 1, alínea c), devem ser publicadas, o mais tardar, uma hora após o período operacional e ser atualizadas com base em valores medidos logo que estejam disponíveis. As informações devem ser fornecidas para todas as zonas de ofertas, apenas nos Estados-Membros com mais de 1 % de produção a partir de energia solar ou eólica por ano ou para as zonas de ofertas com mais de 5 % de injeção de energia eólica ou solar por ano;
- d) No n.º 1, alínea d), devem ser publicadas no terceiro dia útil após a semana a que se referem as informações. Essas informações devem ser fornecidas para todas as zonas de ofertas apenas nos Estados-Membros com mais de 10 % de injeções por ano a partir deste tipo de produção, ou para todas as zonas de ofertas com mais de 30 % de injeções na rede a partir deste tipo de produção por ano.
3. As unidades de geração e as unidades de produção localizadas na zona de controlo de um ORT fornecerão a esse ORT toda a informação relevante necessária para calcular os dados previstos no n.º 1.

As unidades de geração e as unidades de produção respetivamente serão consideradas proprietárias primárias das informações relevantes que forneçam.

Artigo 17.º

Compensação de desvios

1. No que se refere às suas zonas de controlo, os ORT ou, se for caso disso, os operadores dos mercados de compensação de desvios, quando esses mercados existam, devem fornecer as seguintes informações à REORT para a Eletricidade:

- a) As regras em matéria de compensação de desvios, incluindo:
- os processos de contratação dos diferentes tipos de reservas e de energia para compensação de desvios,
 - o método de remuneração tanto para o fornecimento de reservas como para a energia mobilizada para compensar os desvios,
 - o método para calcular os custos unitários dos desvios,
 - quando aplicável, uma descrição da forma como a compensação de desvios transfronteiriça entre duas ou mais zonas de controlo é realizada, bem como das condições de participação da produção e do consumo;
- b) A quantidade de reservas para compensação de desvios contratadas (MW) pelo ORT, especificando:
- a fonte da reserva (produção ou consumo),
 - o tipo de reserva (p. ex. reserva de para controlo da frequência, reserva para reposição da frequência, reserva de substituição),
 - o período de tempo para o qual as reservas são contratadas (p. ex., hora, dia, semana, mês, ano, etc.);
- c) Os preços pagos pelo ORT por tipo de reserva contratada para a compensação de desvios e por período de contratação (moeda/MW/período);

- d) As ofertas aceites agregadas por unidade de tempo de compensação de desvios, separadamente para cada tipo de reserva para compensação de desvios;
- e) A quantidade de energia mobilizada para a compensação de desvios (MW), por unidade de tempo de compensação de desvios e por tipo de reserva;
- f) Os preços pagos pelo ORT pela energia mobilizada para a compensação de desvios, por unidade de tempo de compensação de desvios e por tipo de reserva. A informação sobre o preço será fornecida separadamente para regulação *ex ante* e *ex post*;
- g) Os custos unitários dos desvios por unidade de tempo de compensação de desvios;
- h) O volume total de compensação de desvios por unidade de tempo de compensação de desvios;
- i) O balanço financeiro mensal da zona de controlo, especificando:
- as despesas incorridas pelo ORT com a contratação de reservas e a mobilização de energia para compensação de desvios,
 - a receita líquida do ORT, após liquidação das contas de compensação de desvios com as partes responsáveis pelo serviço de compensação de desvios;
- j) Quando aplicável, informações relativas à Compensação de Desvios entre Zonas de Controlo, por unidade de tempo de compensação de desvios, especificando:
- os volumes das ofertas concretizadas e não concretizadas, por unidade de tempo de contratação,
 - os preços máximos e mínimos das ofertas concretizadas e não concretizadas, por unidade de tempo de contratação,
 - o volume da energia para compensação de desvios mobilizada nas zonas de controlo em causa.

Os operadores dos mercados de compensação de desvios serão considerados proprietários primários das informações que forneçam.

2. As informações estabelecidas:

- a) No n.º 1, alínea b), devem ser publicadas logo que possível e, o mais tardar, duas horas antes do processo de contratação seguinte;
- b) No n.º 1, alínea c), devem ser publicadas logo que possível e, o mais tardar, uma hora após a conclusão do processo de contratação;
- c) No n.º 1, alínea d), devem ser publicadas logo que possível e, o mais tardar, uma hora após o período operacional;
- d) No n.º 1, alínea e), devem ser publicadas logo que possível e, o mais tardar, trinta minutos após o período operacional. No caso de dados preliminares, os valores devem ser atualizados logo que os novos dados estejam disponíveis;
- e) No n.º 1, alínea f), devem ser publicadas logo que possível e, o mais tardar, uma hora após o período operacional;

- f) No n.º 1, alínea g), devem ser publicadas logo que possível;
- g) No n.º 1, alínea h), devem ser publicadas logo que possível e, o mais tardar, trinta minutos após o período operacional. No caso de dados preliminares, os valores devem ser atualizados logo que os novos dados estejam disponíveis;
- h) No n.º 1, alínea i), devem ser publicadas, o mais tardar, três meses após o mês operacional. No caso de liquidação preliminar, os valores devem ser atualizados após a liquidação final;
- i) No n.º 1, alínea j), devem ser publicadas, o mais tardar, uma hora após o período operacional.

Artigo 18.º

Responsabilidade

A responsabilidade do proprietário primário dos dados, do fornecedor dos dados e da REORT para a Eletricidade, nos termos do presente regulamento, deve ser limitada aos casos de negli-

gência grave e/ou conduta dolosa. Em qualquer caso, não devem ser obrigados a compensar uma pessoa cuja utilização dos dados resulte numa perda de receitas, numa perda de negócio ou noutro prejuízo indireto, acessório ou específico de qualquer tipo, decorrente do incumprimento das suas obrigações ao abrigo do presente regulamento.

Artigo 19.º

Alteração do Regulamento (CE) n.º 714/2009

Os pontos 5.5 a 5.9 do anexo I do Regulamento (CE) n.º 714/2009 são suprimidos, com efeitos a partir de 5 de janeiro de 2015.

Artigo 20.º

O presente regulamento entra em vigor no vigésimo dia seguinte ao da sua publicação no *Jornal Oficial da União Europeia*.

O artigo 4.º, n.º 1, aplica-se dezoito meses após a entrada em vigor do presente regulamento.

O presente regulamento é obrigatório em todos os seus elementos e diretamente aplicável em todos os Estados-Membros.

Feito em Bruxelas, em 14 de junho de 2013.

Pela Comissão
O Presidente
José Manuel BARROSO

ANEXO

Publicação das informações referidas no artigo 11.º, n.º 2

Período de atribuição de capacidade	Capacidade intrazonal prevista a publicar	Capacidade oferecida a publicar
Anual	Uma semana antes do processo de atribuição anual e, o mais tardar, em 15 de dezembro, para todos os meses do ano seguinte.	Uma semana antes do processo de atribuição anual e, o mais tardar, até 15 de dezembro.
Mensal	Dois dias úteis antes do processo de atribuição mensal, para todos os dias do mês seguinte.	Dois dias úteis antes do processo de atribuição mensal.
Semanal	Todas as sextas-feiras, para todos os dias da semana seguinte.	Um dia antes do processo de atribuição semanal.
Díaria		1 hora antes do encerramento do mercado à vista, para cada unidade de tempo do mercado.
Intradiária		1 hora antes da primeira atribuição intradiária e em tempo real, para cada unidade de tempo do mercado.