

II

(Atos não legislativos)

REGULAMENTOS

REGULAMENTO (UE) 2017/1485 DA COMISSÃO

de 2 de agosto de 2017

que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade

(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 3, alínea d), e o artigo 18.º, n.º 5,

Considerando o seguinte:

- (1) Um mercado interno da energia plenamente funcional e interligado é essencial para manter a segurança do fornecimento energético, aumentar a competitividade e garantir que todos os consumidores podem adquirir energia a preços acessíveis.
- (2) O Regulamento (CE) n.º 714/2009 estabelece regras não-discriminatórias que regulam o acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade, a fim de assegurar o bom funcionamento do mercado interno de eletricidade.
- (3) Devem ser estabelecidas regras harmonizadas relativas à operação da rede aplicáveis aos operadores de rede de transporte («ORT»), aos operadores de rede de distribuição («ORD») e aos utilizadores de rede significativos («URS»), a fim de proporcionar um quadro jurídico claro para a operação das redes, facilitar o comércio de eletricidade na União Europeia, garantir a segurança das redes, garantir a disponibilidade dos dados e informações necessários e a troca desses dados entre os ORT e entre estes e as outras partes interessadas, facilitar a integração das fontes de energia renováveis, permitir uma utilização mais eficiente da rede e aumentar a concorrência, em benefício dos consumidores.
- (4) A fim de garantir a segurança operacional da rede de transporte interligada, é essencial definir uma série de requisitos mínimos comuns para a operação das redes na União Europeia, para a cooperação transfronteiriça entre ORT e para a utilização das características pertinentes dos ORD e URS ligados.
- (5) Os ORT devem respeitar os requisitos mínimos comuns relativos aos procedimentos necessários para preparar a operação em tempo real, para desenvolver modelos de rede e apresentar modelos de rede comuns, para facilitar a utilização eficiente e coordenada das medidas corretivas necessárias na operação em tempo real a fim de manter a estabilidade, qualidade e segurança operacionais da rede de transporte interligada e para apoiar um funcionamento eficiente do mercado interno europeu da eletricidade e facilitar a integração de fontes de energia renováveis.
- (6) Embora existam já várias iniciativas de cooperação regional voluntária promovidas pelos ORT nas operações de rede, é necessária uma coordenação formal entre ORT para operar a rede de transporte da União, a fim de

⁽¹⁾ JO L 211 de 14.8.2009, p. 15.

responder à transformação do mercado da eletricidade da União Europeia. As regras de operação das redes previstas no presente regulamento exigem um enquadramento institucional que preveja o reforço da coordenação entre ORT, incluindo a participação obrigatória destes nos coordenadores de segurança regionais («CSR»). Os requisitos comuns previstos no presente regulamento para o estabelecimento dos coordenadores de segurança regionais e das tarefas que lhes incumbem constituem um primeiro passo de reforço da integração e coordenação regionais da operação das redes e devem facilitar a consecução dos objetivos do Regulamento (CE) n.º 714/2009 e oferecer maiores garantias de segurança do fornecimento na União.

- (7) O presente regulamento deve estabelecer um quadro para a cooperação obrigatória dos ORT por meio da nomeação de CSR. Os CSR devem formular recomendações aos ORT da região de cálculo da capacidade para que tenham sido nomeados. Os ORT devem decidir individualmente se acolhem ou não as recomendações do CSR. O ORT deve continuar a ser responsável pela manutenção da segurança operacional na sua zona de controlo.
- (8) São necessárias regras relativas à formação e certificação operacional para garantir que o pessoal dos operadores de rede e outro pessoal operacional estão convenientemente habilitados e dispõem da formação necessária e que o pessoal dos operadores de rede interveniente na operação em tempo real dispõe de certificação para operar a rede de transporte com segurança em todas as situações operacionais. As regras de formação e certificação reforçam e formalizam as boas práticas existentes entre ORT e asseguram que todos os ORT da União aplicam, pelo menos, os padrões mínimos.
- (9) Os requisitos de monitorização e ensaios operacionais visam assegurar o correto funcionamento dos elementos da rede de transporte, da rede de distribuição e do equipamento dos utilizadores da rede. Para minimizar perturbações da estabilidade, do funcionamento e da eficiência económica da rede interligada, é necessário planear e coordenar os ensaios operacionais.
- (10) Dado que as indisponibilidades planeadas também influenciam a estabilidade da rede fora das zonas de controlo do ORT, o ORT em causa deve, no âmbito do planeamento operacional, verificar a viabilidade dessas indisponibilidades em cada período de operação e, se necessário, coordenar as indisponibilidades com os outros ORT, os ORD e os URS quando os impactos destas nos trânsitos transfronteiriços afetem a segurança operacional das redes de transporte.
- (11) Os processos operacionais e de programação necessários para antever dificuldades de segurança operacional em tempo real e preparar as medidas corretivas pertinentes compreendem trocas de dados adequadas e tempestivas. Essas trocas não devem, portanto, ser dificultadas por quaisquer entraves entre os diversos intervenientes.
- (12) Um dos processos mais críticos para garantir segurança operacional com elevada qualidade e fiabilidade é o controlo potência-frequência («CPF»). Só se consegue um controlo potência-frequência efetivo se os ORT e os ORD com reserva ligada cooperarem entre si na operação, como entidade única, das redes de transporte interligadas e se os módulos geradores dos fornecedores e as instalações de consumo dos fornecedores cumprirem os requisitos técnicos mínimos necessários.
- (13) As disposições relativas ao controlo potência-frequência e às reservas visam estabelecer requisitos claros, objetivos e harmonizados para os ORT, os ORD com reserva ligada, os módulos geradores dos fornecedores e as instalações de consumo dos fornecedores, que assegurem a segurança das redes e contribuam para que o mercado interno da eletricidade funcione com eficiência e em condições não-discriminatórias e de concorrência efetiva. As disposições relativas ao controlo potência-frequência e às reservas proporcionam o quadro técnico necessário para o desenvolvimento de mercados de compensação transfronteiriços.
- (14) A fim de garantir a qualidade da frequência comum da rede, é essencial definir uma série de princípios e requisitos mínimos comuns relativos a controlo potência-frequência e de reservas à escala da União, como base para a cooperação transfronteiriça entre ORT e, se for caso disso, para a utilização de características das redes ligadas de produção, consumo e distribuição. Nesse desiderato, o presente regulamento incide nas regras estruturais e operacionais do controlo potência-frequência, bem como nas metas e critérios de qualidade, no dimensionamento das reservas, na troca, partilha e distribuição de reservas e na monitorização relativos a esse controlo.
- (15) As zonas síncronas não terminam nas fronteiras da União, podendo estender-se ao território de países terceiros. A União, os Estados-Membros e os ORT devem zelar pela operação segura da rede em todas as zonas síncronas da União. Para isso, devem apoiar os países terceiros na aplicação de regras similares às estabelecidas no presente regulamento. A REORT para a Eletricidade deve facilitar a cooperação com vista à operação segura da rede entre os ORT da União e os ORT dos países terceiros.

- (16) Em conformidade com o artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 713/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho ⁽¹⁾, a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia («Agência») deve tomar uma decisão no caso de as entidades reguladoras competentes não conseguirem chegar a um acordo sobre os termos e condições, ou as metodologias, comuns.
- (17) O presente regulamento foi elaborado em estreita cooperação com a Agência, a REORT para a Eletricidade e as partes interessadas, tendo em vista a adoção transparente e participativa de normas eficazes, equilibradas e proporcionadas. Em conformidade com o artigo 18.º, n.º 3, do Regulamento (CE) n.º 714/2009, a Comissão deve consultar a Agência, a REORT para a Eletricidade e outras partes interessadas antes de propor alterações do presente regulamento.
- (18) As medidas previstas no presente regulamento estão em conformidade com o parecer do Comité a que se refere o artigo 23.º, n.º 1, do Regulamento (CE) n.º 714/2009,

ADOTOU O PRESENTE REGULAMENTO:

PARTE I

DISPOSIÇÕES GERAIS

Artigo 1.º

Objeto

Tendo em vista garantir segurança operacional, qualidade de frequência e eficiência na utilização da rede interligada e dos recursos, o presente regulamento estabelece orientações pormenorizadas nos seguintes domínios:

- a) Requisitos e princípios relativos à segurança operacional;
- b) Regras e responsabilidades relativas à coordenação e à troca de dados entre ORT, entre ORT e ORD e entre ORT ou ORD e URS no planeamento operacional e na operação em tempo quase real;
- c) Regras relativas à formação e à certificação do pessoal dos operadores de rede;
- d) Requisitos relativos à coordenação de indisponibilidades;
- e) Requisitos relativos à programação entre zonas de controlo dos ORT; e
- f) Regras relativas ao estabelecimento de um quadro da União no domínio do controlo potência-frequência e das reservas.

Artigo 2.º

Âmbito de aplicação

1. Os requisitos e regras estabelecidos no presente regulamento aplicam-se aos seguintes URS:
 - a) Módulos geradores já existentes ou novos módulos geradores classificados nos tipos B, C e D, em conformidade com os critérios estabelecidos no artigo 5.º do Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão ⁽²⁾;
 - b) Instalações de consumo ligadas à rede de transporte já existentes ou novas;
 - c) Redes de distribuição fechadas ligadas à rede de transporte já existentes ou novas;
 - d) Instalações de consumo, redes de distribuição fechadas e partes terceiras, já existentes ou novos, se fornecerem resposta do consumo diretamente ao ORT, de acordo com os critérios estabelecidos no artigo 27.º do Regulamento (UE) 2016/1388 da Comissão ⁽³⁾;

⁽¹⁾ Regulamento (CE) n.º 713/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que institui a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (JO L 211 de 14.8.2009, p. 1).

⁽²⁾ Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede (JO L 112 de 27.4.2016, p. 1).

⁽³⁾ Regulamento (UE) 2016/1388 da Comissão, de 17 de agosto de 2016, que estabelece um código de rede relativo à ligação do consumo (JO L 223 de 18.8.2016, p. 10).

- e) Fornecedores de redespacho de módulos geradores ou de instalações de consumo por meio de agregação e fornecedores de reserva de potência ativa, em conformidade com a parte IV, título 8, do presente regulamento; e
- f) Sistemas de corrente contínua em alta tensão («CCAT») já existentes ou novos, de acordo com os critérios estabelecidos no artigo 3.º, n.º 1, do Regulamento (UE) 2016/1447 da Comissão ⁽¹⁾.
2. O presente regulamento aplica-se a todas as redes de transporte, redes de distribuição e interligações na União e a todos os coordenadores de segurança regionais, exceto redes de transporte e redes de distribuição, ou partes das redes de transporte ou das redes de distribuição, situados em ilhas de Estados-Membros cujas redes não estejam a operar de forma síncrona com a zona síncrona Europa Continental (CE), Grã-Bretanha (GB), Nórdica, Irlanda e Irlanda do Norte (IE/NÍ) ou Báltico.
3. Nos Estados-Membros em que exista mais do que um operador de rede de transporte, o presente regulamento aplica-se a todos os operadores de rede de transporte do Estado-Membro em causa. Se houver ORT sem funções relevantes para uma ou mais obrigações decorrentes do presente regulamento, os Estados-Membros podem, no regime de regulação nacional, estipular que a responsabilidade pelo cumprimento de uma, algumas ou todas as obrigações decorrentes do presente regulamento por parte de ORT seja atribuída a um ou mais operadores de rede de transporte específicos.
4. Enquanto operarem em modo síncrono numa zona síncrona na qual nem todos os países estejam sujeitos à legislação da União, e salvo disposição em contrário num acordo de cooperação com ORT de países terceiros que estabeleça bases de cooperação para a operação segura da rede nos termos do artigo 13.º, os ORT da Lituânia, da Letónia e da Estónia estão isentos da aplicação das disposições enumeradas no anexo I do presente regulamento.
5. Se couber a um operador de rede competente que não seja ORT estabelecer os requisitos previstos no presente regulamento, os Estados-Membros podem estabelecer que incumba ao ORT fazê-lo.

Artigo 3.º

Definições

1. Para efeitos do presente regulamento, aplicam-se as definições do artigo 2.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009, do artigo 2.º do Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão ⁽²⁾, do artigo 2.º do Regulamento (UE) 2016/631, do artigo 2.º do Regulamento (UE) 2016/1388, do artigo 2.º do Regulamento (UE) 2016/1447, do artigo 2.º do Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão ⁽³⁾, do artigo 2.º do Regulamento (UE) n.º 543/2013 da Comissão ⁽⁴⁾ sobre a apresentação e a publicação de dados dos mercados da eletricidade e do artigo 2.º da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho ⁽⁵⁾.
2. São igualmente aplicáveis as seguintes definições:
- (1) Por «segurança operacional» entende-se a capacidade de uma rede de transporte de permanecer num estado normal ou de a ele regressar o mais rapidamente possível, caracterizada por limites de segurança operacional;
 - (2) Por «congestionamento» entende-se uma situação em que, para respeitar limites de segurança operacional, é necessário preparar e ativar uma medida corretiva;
 - (3) Por «regime N» entende-se uma situação em que nenhum elemento da rede de transporte está indisponível devido à ocorrência de uma contingência;
 - (4) Por «lista de contingências» entende-se a lista de contingências a simular para ensaiar o cumprimento dos limites de segurança operacional;

⁽¹⁾ Regulamento (UE) 2016/1447 da Comissão, de 26 de agosto de 2016, que estabelece um código de rede relativo a requisitos de ligação à rede de sistemas de corrente contínua em alta tensão e de módulos de parque gerador ligados em corrente contínua (JO L 241 de 8.9.2016, p. 1).

⁽²⁾ 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).

⁽³⁾ 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).

⁽⁴⁾ 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 (JO L 163 de 15.6.2013, p. 1).

⁽⁵⁾ Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 2003/54/CE (JO L 211 de 14.8.2009, p. 55).

- (5) Por «estado normal» entende-se um regime na qual a rede está dentro dos limites de segurança operacional no regime N e após a ocorrência de uma contingência da lista de contingências, tido em conta o efeito das medidas corretivas disponíveis;
- (6) Por «reservas de contenção da frequência» ou «RCF» entendem-se as reservas de potência ativa disponíveis para conter a frequência da rede após a ocorrência de um desvio;
- (7) Por «reservas de restabelecimento da frequência» ou «RRF» entendem-se as reservas de potência ativa disponíveis para restabelecer a frequência nominal na rede e para repor no valor programado o equilíbrio elétrico de uma zona síncrona constituída por mais do que uma zona de controlo potência-frequência;
- (8) Por «reservas de reposição» ou «RR» entendem-se as reservas de potência ativa disponíveis para restabelecer ou apoiar o nível de RRF exigido, a fim de preparar a rede para desvios adicionais, reservas de produção incluídas;
- (9) Por «fornecedor de reserva» entende-se uma pessoa coletiva com a obrigação legal ou contratual de fornecer RCF, RRF ou RR a partir de, pelo menos, uma unidade fornecedora de reserva ou um grupo fornecedor de reserva;
- (10) Por «unidade fornecedora de reserva» entende-se um módulo gerador ou uma unidade de consumo ou um agregado de módulos geradores e/ou unidades de consumo ligado a um ponto de ligação comum, que preencha os requisitos para fornecimento de RCF, RRF ou RR;
- (11) Por «grupo fornecedor de reserva» entende-se um agregado de módulos geradores, unidades de consumo e/ou unidades fornecedoras de reserva ligado a mais do que um ponto de ligação, que preencha os requisitos para fornecimento de RCF, RRF ou RR;
- (12) Por «zona de controlo potência-frequência» ou «zona CPF» entende-se uma parte ou a totalidade de uma zona síncrona, fisicamente delimitada por pontos de medição em interligações com outras zonas CPF, operada por um ou mais ORT que respeitem as obrigações de controlo potência-frequência;
- (13) Por «tempo de restabelecimento da frequência» entende-se, no caso das zonas síncronas com apenas uma zona CPF, o tempo máximo, após a ocorrência de um desvio de potência instantâneo inferior ou igual ao incidente de referência, no qual é expectável que a frequência da rede regresse à gama de restabelecimento da frequência ou, no caso das zonas síncronas com mais de uma zona CPF, o tempo máximo, após a ocorrência de um desvio de potência instantâneo numa das zonas CPF, no qual é expectável que o desvio seja compensado;
- (14) Por «critério (N-1)» entende-se a regra de acordo com a qual os elementos que permanecem em funcionamento numa determinada zona de controlo do ORT, após a ocorrência de uma contingência, são capazes de se adaptar à nova situação operacional sem violação dos limites de segurança operacional;
- (15) Por «regime (N-1)» entende-se uma situação da rede de transporte na qual ocorreu uma contingência da lista de contingências;
- (16) Por «reserva de potência ativa» entendem-se as reservas de compensação disponíveis para manter a frequência;
- (17) Por «estado de alerta» entende-se o estado do sistema no qual este está dentro dos limites de segurança operacional, mas foi detetada uma contingência da lista de contingências e as medidas corretivas disponíveis não são suficientes para, caso ocorra a contingência, manter o estado normal;
- (18) Por «bloco de controlo potência-frequência» ou «bloco CPF» entende-se uma parte ou a totalidade de uma zona síncrona, fisicamente delimitada por pontos de medição em interligações com outros blocos CPF, constituída por uma ou mais zonas CPF, operada por um ou mais ORT que respeitem as obrigações de controlo potência-frequência;
- (19) Por «erro de controlo de zona» ou «ECZ» entende-se a soma do erro de controlo de potência (« ΔP ») — dado pela diferença, em tempo real, entre o valor instantâneo medido da potência nas interligações em tempo real («P») e o programa de controlo («P0») da zona CPF ou bloco CPF em causa — com o erro de controlo de frequência (« $K \cdot \Delta f$ ») — dado pelo produto do fator K pelo desvio de frequência dessa zona CPF ou desse bloco CPF; por conseguinte, $ECZ = \Delta P + K \cdot \Delta f$;
- (20) Por «programa de controlo» entende-se uma sequência de valores de valores de controlo para o saldo da troca de potência de uma zona CPF ou de um bloco CPF por interligações de corrente alternada;
- (21) Por «controlo de tensão» entendem-se as ações de controlo manuais ou automáticas no nó de produção, nos nós terminais das linhas de corrente alternada ou dos sistemas CCAT ou exercidas sobre transformadores, ou outros meios, destinadas a manter a regulação do nível de tensão ou da potência reativa;
- (22) Por «estado de apagão» entende-se o estado do sistema no qual cessou a operação de uma parte ou da totalidade da rede de transporte;

- (23) Por «contingência interna» entende-se uma contingência na zona de controlo do ORT, interligações incluídas;
- (24) Por «contingência externa» entende-se uma contingência fora da zona de controlo do ORT (interligações igualmente excluídas) cujo fator de influência exceda o limiar de influência de contingência;
- (25) Por «fator de influência» entende-se o valor numérico utilizado para quantificar o maior efeito, em qualquer elemento da rede de transporte, da indisponibilidade de um elemento da rede de transporte situado fora da zona de controlo do ORT (interligações igualmente excluídas), em termos de variação de trânsitos de energia ou de variação de tensão causada pela indisponibilidade; quanto maior for esse valor, maior será o efeito;
- (26) Por «limiar de influência de contingência» entende-se o valor-limite numérico com o qual se comparam os fatores de influência e em relação ao qual se considera que uma contingência com fator de influência superior ao dito limiar, ocorrida fora da zona de controlo do ORT, tem impacto significativo na zona de controlo do ORT, interligações incluídas;
- (27) Por «análise de contingências» entende-se uma simulação por computador de contingências da lista de contingências;
- (28) Por «tempo crítico de eliminação de defeito» entende-se o tempo máximo de persistência do defeito durante o qual a rede de transporte se mantém em operação estável;
- (29) Por «defeito» entende-se qualquer tipo de curto-circuito (monofásico, bifásico, trifásico, com ou sem terra), um condutor partido, um circuito interrompido ou uma ligação intermitente, do qual resulte indisponibilidade permanente do elemento de rede de transporte afetado;
- (30) Por «elemento de rede de transporte» entende-se qualquer componente da rede de transporte;
- (31) Por «perturbação» entende-se um acontecimento não-planeado passível de alterar o estado normal da rede de transporte;
- (32) Por «estabilidade dinâmica» entende-se um termo que inclui a estabilidade angular do rotor, a estabilidade da frequência e a estabilidade da tensão;
- (33) Por «avaliação da estabilidade dinâmica» entende-se uma avaliação de segurança operacional em termos de estabilidade dinâmica;
- (34) Por «estabilidade da frequência» entende-se a capacidade da rede de transporte de manter uma frequência estável no regime N e após ter sofrido uma perturbação;
- (35) Por «estabilidade da tensão» entende-se a capacidade da rede de transporte de manter tensões aceitáveis em todos os nós da rede de transporte no regime N e após a ocorrência de uma perturbação;
- (36) Por «estado do sistema» entende-se o estado de operação da rede de transporte em relação aos limites de segurança operacional, podendo ser estado normal, estado de alerta, estado de emergência, estado de apagão ou estado de reposição;
- (37) Por «estado de emergência» entende-se o estado do sistema no qual um ou mais limites de segurança operacional são violados;
- (38) Por «estado de reposição» entende-se o estado do sistema no qual o objetivo de todas as atividades na rede de transporte é restabelecer a operação da rede e manter a segurança operacional, após um estado de apagão ou de emergência;
- (39) Por «contingência excepcional» entende-se a ocorrência simultânea de múltiplas contingências com a mesma causa;
- (40) Por «desvio de frequência» entende-se a diferença, positiva ou negativa, entre a frequência real e a frequência nominal da zona síncrona;
- (41) Por «frequência da rede» entende-se a frequência elétrica da rede mensurável em todas as partes da zona síncrona, no pressuposto de um valor coerente em toda a rede numa escala temporal de segundos, verificando-se apenas pequenas diferenças entre os diferentes locais de medição;
- (42) Por «processo de restabelecimento da frequência» ou «PRF» entende-se um processo que visa restabelecer a frequência nominal da rede e, no caso das zonas síncronas constituídas por mais do que uma zona CPF, um processo que visa repor o equilíbrio elétrico no valor programado;
- (43) Por «erro de controlo no restabelecimento da frequência» ou «ECRF» entende-se o erro de controlo no processo de restabelecimento da frequência (PRF); é igual ao erro de controlo de zona (ECZ) da zona CPF ou, se esta corresponder geograficamente à zona síncrona, ao desvio de frequência;

- (44) Por «programa» entende-se uma série de referência de valores representativos da produção, do consumo e da troca de eletricidade num determinado período;
- (45) Por «fator K de uma zona CPF ou de um bloco CPF» entende-se um valor, expresso em megawatts por hertz (MW/Hz), tão próximo quanto na prática seja possível do (ou maior do que o) quociente entre a soma do autocontrolo da produção, da autorregulação do consumo e da contribuição da reserva de contenção da frequência e o desvio máximo de frequência em regime permanente;
- (46) Por «estado local» entende-se a qualificação de um estado de alerta, de emergência ou de apagão quando não haja risco de que as consequências extravasem da zona de controlo, interligações ligadas à zona de controlo incluídas;
- (47) Por «desvio máximo de frequência em regime permanente» entende-se o desvio máximo de frequência que é de esperar após a ocorrência de um desvio igual ou inferior ao incidente de referência em face do qual foi projetado que a frequência da rede se estabilize;
- (48) Por «zona de observabilidade» entendem-se a rede de transporte de um ORT e as partes relevantes de redes de distribuição e das redes de transporte dos ORT vizinhos nas quais o ORT em causa põe em prática modelos e monitorização em tempo real para manter a segurança operacional na sua zona de controlo, interligações incluídas;
- (49) Por «ORT vizinhos» entendem-se os ORT diretamente ligados através de, pelo menos, uma interligação em corrente alternada ou em corrente contínua;
- (50) Por «análise de segurança operacional» entende-se toda a gama de atividades informatizadas, manuais e automáticas realizadas para avaliar a segurança operacional da rede de transporte e determinar as medidas corretivas necessárias para manter a segurança operacional;
- (51) Por «indicadores de segurança operacional» entendem-se os indicadores utilizados pelos ORT para monitorizar a segurança operacional em termos de estados do sistema e de defeitos e perturbações com incidências na segurança operacional;
- (52) Por «classificação de segurança operacional» entende-se a classificação utilizada pelos ORT na monitorização da segurança operacional com base nos indicadores de segurança operacional;
- (53) Por «ensaios operacionais» entendem-se os ensaios efetuados por um ORT ou ORD para manutenção, para desenvolvimento de práticas de operação da rede e formação e para obtenção de informações sobre o comportamento da rede de transporte em condições de rede anormais, assim como os ensaios efetuados com propósitos análogos por utilizadores de rede significativos nas suas instalações;
- (54) Por «contingência ordinária» entende-se a ocorrência de uma contingência numa injeção ou num ramal;
- (55) Por «contingência fora de gama» entende-se a ocorrência simultânea de múltiplas contingências sem uma causa comum ou a perda de módulos geradores com perda total de capacidade de produção superior ao incidente de referência;
- (56) Por «taxa de rampa» entende-se a taxa de variação de potência ativa de um módulo gerador, instalação de consumo ou sistema CCAT;
- (57) Por «reserva de potência reativa» entende-se a potência reativa disponível para manter a tensão;
- (58) Por «incidente de referência» entende-se o desvio instantâneo máximo de potência, positivo ou negativo, entre a produção e o consumo numa zona síncrona que foi considerado no dimensionamento da reserva de contenção da frequência (RCF);
- (59) Por «estabilidade angular do rotor» entende-se a capacidade de máquinas síncronas de se manterem sincronizadas no regime N e após terem sido sujeitas a uma perturbação;
- (60) Por «plano de segurança» entende-se o plano que contém uma avaliação de riscos dos ativos críticos do ORT nos principais cenários de ameaças físicas ou informáticas, complementada por uma avaliação dos impactos potenciais;
- (61) Por «limites de estabilidade» entendem-se as fronteiras de operação da rede de transporte que permitem respeitar os limites de estabilidade da tensão, estabilidade angular do rotor e estabilidade da frequência;
- (62) Por «estado de área alargada» entende-se a qualificação de um estado de alerta, de emergência ou de apagão quando haja risco de propagação para as redes de transporte interligadas;
- (63) Por «plano de segurança de rede» entendem-se as medidas técnicas e organizativas a tomar para evitar a propagação ou o agravamento de uma perturbação numa rede de transporte, a fim de evitar estados de perturbação de área alargada e estados de apagão;

- (64) Por «topologia» entendem-se os dados de conectividade dos diversos elementos da rede de transporte ou da rede de distribuição numa subestação; inclui a configuração elétrica e a posição dos disjuntores e dos seccionadores;
- (65) Por «sobrecargas transitórias admissíveis» entendem-se as sobrecargas temporárias de elementos da rede de transporte que são admissíveis durante um período limitado e que, desde que a duração e os limiares definidos sejam respeitados, não causam danos físicos aos elementos da rede de transporte;
- (66) Por «interligação virtual» entende-se uma entrada adicional dos controladores das zonas CPF envolvidas, cujo efeito é idêntico ao de um valor medido de uma interligação física e que permite a troca de energia elétrica entre as zonas respetivas;
- (67) Por «sistemas de transmissão flexíveis de corrente alternada» ou «STFCA» entendem-se os equipamentos de transporte de energia elétrica em corrente alternada que visam uma maior controlabilidade e uma maior capacidade de transferência de potência ativa;
- (68) Por «adequação» entende-se a capacidade de as alimentações a uma zona satisfazerem o consumo da zona em causa;
- (69) Por «programa externo líquido agregado» entende-se um programa representativo da agregação líquida de todos os programas de ORT externos e programas comerciais externos entre duas zonas de programação ou entre uma zona de programação e um grupo de zonas de programação;
- (70) Por «plano de disponibilidade» entende-se a combinação de todos os estados de disponibilidade planeados de um ativo relevante num determinado período;
- (71) Por «estado de disponibilidade» entende-se a capacidade de um módulo gerador, elemento de rede ou instalação de consumo de fornecer um serviço durante um determinado período, esteja ou não em funcionamento;
- (72) Por «tempo quase real» entende-se o lapso de tempo, não superior a 15 minutos, entre a hora de encerramento do último intradiário e o tempo real;
- (73) Por «programa de consumo» entende-se um programa representativo do consumo de uma instalação de consumo ou do consumo de um grupo de instalações de consumo;
- (74) Por «plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade» entendem-se o equipamento e os programas de aplicação desenvolvidos para armazenar, trocar e gerir os dados utilizados nos processos de planeamento operacional entre ORT;
- (75) Por «programa comercial externo» entende-se um programa representativo das trocas comerciais de eletricidade entre os participantes no mercado das diferentes zonas de programação;
- (76) Por «programa de ORT externo» entende-se um programa representativo das trocas de eletricidade entre ORT das diferentes zonas de programação;
- (77) Por «indisponibilidade forçada» entende-se a retirada não-planeada de serviço de um ativo relevante por qualquer razão urgente fora do controlo operacional do operador do ativo em causa;
- (78) Por «programa de produção» entende-se um programa representativo da produção de eletricidade de um módulo gerador ou grupo de módulos geradores;
- (79) Por «programa comercial interno» entende-se um programa representativo das trocas comerciais de eletricidade, numa zona de programação, entre participantes no mercado;
- (80) Por «ativo relevante interno» entende-se um ativo relevante integrado na zona de controlo de um ORT ou um ativo relevante situado numa rede de distribuição, incluindo redes de distribuição fechadas, ligado direta ou indiretamente à zona de controlo do ORT em causa;
- (81) Por «posição líquida de corrente alternada na zona» entende-se a agregação líquida de todos os programas de corrente alternada externos da zona em causa;
- (82) Por «região de coordenação de indisponibilidades» entende-se uma combinação das zonas de controlo para as quais os ORT definem procedimentos de monitorização e, se necessário, coordenação do estado de disponibilidade dos ativos relevantes em qualquer período de operação;
- (83) Por «instalação de consumo relevante» entende-se uma instalação de consumo que participa na coordenação de indisponibilidades e cujo estado de disponibilidade influencia a segurança operacional transfronteiriça;
- (84) Por «ativo relevante» entende-se qualquer instalação de consumo relevante, módulo gerador relevante ou elemento de rede relevante que participe na coordenação de indisponibilidades;

- (85) Por «elemento de rede relevante» entende-se qualquer componente de uma rede de transporte, interligações incluídas, ou de uma rede de distribuição, incluindo redes de distribuição fechadas, como uma linha, um circuito, um transformador, um transformador desfasador ou uma instalação de compensação de tensões, que participe na coordenação de indisponibilidades e cujo estado de disponibilidade influencie a segurança operacional transfronteiriça;
- (86) Por «incompatibilidade de planeamento de indisponibilidades» entende-se o regime no qual a combinação do estado de disponibilidade de um ou mais elementos de rede relevantes, módulos geradores relevantes e/ou instalações de consumo relevantes e da melhor estimativa da situação prevista da rede elétrica leva à violação dos limites de segurança operacional, atentas as medidas corretivas sem custos à disposição do ORT;
- (87) Por «agente de planeamento de indisponibilidades» entende-se uma entidade incumbida de planear o estado de disponibilidade de um módulo gerador relevante, instalação de consumo relevante ou elemento de rede relevante;
- (88) Por «módulo gerador relevante» entende-se um módulo gerador que participa na coordenação de indisponibilidades e cujo estado de disponibilidade influencia a segurança operacional transfronteiriça;
- (89) Por «coordenador de segurança regional» ou «CSR» entendem-se a entidade ou entidades, da propriedade ou sob controlo de ORT, de uma ou mais regiões de cálculo da capacidade que realiza(m) tarefas relacionadas com a coordenação dos ORT ao nível regional;
- (90) Por «agente de programação» entendem-se a entidade ou entidades incumbida(s) de apresentarem programas dos participantes no mercado a ORT ou, se for caso disso, a partes terceiras;
- (91) Por «zona de programação» entende-se uma zona na qual, por necessidades operacionais ou organizativas, vigoram obrigações dos ORT relativas a programação;
- (92) Por «para a semana seguinte» entende-se na semana que precede a semana civil em vigor na operação;
- (93) Por «para o ano seguinte» entende-se no ano que precede o ano civil em vigor na operação;
- (94) Por «ORT afetado» entende-se um ORT que, para fins de análise e manutenção da segurança operacional, necessita de informações sobre a troca de reservas e/ou a partilha de reservas e/ou o processo de compensação de desvios e/ou o processo de ativação transfronteiriça;
- (95) Por «capacidade em reserva» entende-se a quantidade de RCF, RRF ou RR de que o ORT tem de dispor;
- (96) Por «troca de reservas» entende-se a possibilidade de um ORT de ter acesso a capacidade em reserva ligada a outra zona CPF, a outro bloco CPF ou a outra zona síncrona para cumprir os seus requisitos de reservas resultantes do seu processo de dimensionamento de RCF, RRF ou RR, sendo essa capacidade em reserva exclusivamente para o ORT em causa, não sendo tida em conta por nenhum outro ORT para cumprir os requisitos de reservas resultantes do processo de dimensionamento de reservas respetivo;
- (97) Por «partilha de reservas» entende-se um mecanismo no âmbito do qual vários ORT têm em conta a mesma capacidade em reserva, seja ela RCF, RRF ou RR, para cumprir os requisitos de reservas respetivos resultantes dos correspondentes processos de dimensionamento de reservas;
- (98) Por «tempo de desencadeamento do estado de alerta» entende-se o tempo decorrido antes da ativação do estado de alerta;
- (99) Por «RRF automática» entende-se reserva de restabelecimento da frequência ativável por um dispositivo de controlo automático;
- (100) Por «tempo de ativação de RRF automática» entende-se o período decorrido entre a regulação de um novo valor de controlo pelo controlador de restabelecimento da frequência e o início do fornecimento físico de RRF automática;
- (101) Por «tempo de plena ativação de RRF automática» entende-se o período decorrido entre a regulação de um novo valor de controlo pelo controlador de restabelecimento da frequência e a correspondente ativação ou desativação automática de RRF;
- (102) Por «ECRF médio» entendem-se os dados que constituem o valor médio do ECRF instantâneo registado de uma zona CPF ou de um bloco CPF num determinado período medido;
- (103) Por «ORT fornecedor de capacidade de controlo» entende-se o ORT que desencadeia a ativação da sua capacidade em reserva para um ORT recetor de capacidade de controlo, nas condições estabelecidas num acordo de partilha de reservas;

- (104) Por «ORT recetor de capacidade de controlo» entende-se o ORT que calcula a capacidade em reserva tomando em consideração a capacidade em reserva acessível através de um ORT fornecedor de capacidade de controlo, nas condições estabelecidas num acordo de partilha de reservas;
- (105) Por «processo de aplicação de critérios» entende-se o processo de cálculo dos valores-padrão da zona síncrona, do bloco CPF e da zona CPF com base nos dados obtidos no processo de recolha e fornecimento de dados;
- (106) Por «processo de recolha e fornecimento de dados» entende-se o processo de reunião da série de dados necessária para aplicar os critérios de avaliação da qualidade da frequência;
- (107) Por «processo de ativação transfronteiriça de RRF» entende-se um processo acordado entre os ORT nele participantes que tem em conta a ativação de RRF ligada noutra zona CPF corrigindo em conformidade a entrada dos PRF envolvidos;
- (108) Por «processo de ativação transfronteiriça de RR» entende-se um processo acordado entre os ORT nele participantes que tem em conta a ativação de RR ligada noutra zona CPF corrigindo em conformidade a entrada dos PRR envolvidos;
- (109) Por «incidente de dimensionamento» entende-se o maior desvio instantâneo, positivo ou negativo, de potência ativa que se prevê possa ocorrer num bloco CPF;
- (110) Por «desvio de tempo elétrico» entende-se a discrepância temporal entre o tempo síncrono e o tempo universal coordenado (TUC);
- (111) Por «desvio de frequência de plena ativação de RCF» entende-se o valor nominal do desvio de frequência ao qual a reserva de contenção da frequência é plenamente ativada numa zona síncrona;
- (112) Por «tempo de plena ativação de RCF» entende-se o período decorrido entre a ocorrência do incidente de referência e a correspondente ativação plena de reserva de contenção da frequência;
- (113) Por «obrigação de RCF» entende-se a parte da reserva de contenção da frequência total que é da responsabilidade de um determinado ORT;
- (114) Por «processo de contenção da frequência» ou «PCF» entende-se um processo que visa estabilizar a frequência da rede através da compensação dos desvios por meio das reservas apropriadas;
- (115) Por «processo de acoplamento de frequências» entende-se um processo acordado entre os ORT de duas zonas síncronas que permite coordenar a ativação de RCF por meio de uma adaptação dos trânsitos CCAT entre elas;
- (116) Por «parâmetro definidor de qualidade de frequência» entendem-se as principais variáveis de frequência da rede que definem os princípios da qualidade da frequência;
- (117) Por «valor-padrão de qualidade de frequência» entende-se o principal valor-alvo de frequência da rede, com base no qual se avaliam os processos de ativação de RCF, RRF e RR no estado normal;
- (118) Por «critérios de avaliação de qualidade de frequência» entende-se a série de cálculos com base em medições da frequência da rede que permite avaliar a qualidade da frequência da rede comparativamente aos valores-padrão de qualidade de frequência;
- (119) Por «dados de avaliação de qualidade de frequência» entende-se a série de dados que permite calcular os critérios de avaliação da qualidade da frequência;
- (120) Por «gama de recuperação da frequência» entende-se, nas zonas síncronas GB e IE/NI, a gama de frequências de rede à qual, após a ocorrência de um desvio igual ou inferior ao incidente de referência, é expectável que a frequência da rede regresse em não mais do que o tempo de recuperação da frequência;
- (121) Por «tempo de recuperação da frequência» entende-se, nas zonas síncronas GB e IE/NI, o tempo máximo, após a ocorrência de um desvio igual ou inferior ao incidente de referência, no qual é expectável que a frequência da rede regresse ao intervalo de desvio máximo de frequência em regime permanente;
- (122) Por «gama de restabelecimento da frequência» entende-se, nas zonas síncronas GB, IE/NI e Nórdica, a gama de frequências de rede à qual, após a ocorrência de um desvio igual ou inferior ao incidente de referência, é expectável que a frequência da rede regresse em não mais do que o tempo de restabelecimento da frequência;

- (123) Por «valores-padrão de ECRF» entendem-se as principais variáveis-alvo dos blocos CPF com base nas quais se estabelecem e avaliam os critérios de dimensionamento de RRF e RR do bloco em causa e que são utilizadas para refletir o comportamento do bloco CPF em operação normal;
- (124) Por «troca de energia para restabelecimento da frequência» entende-se a energia intercambiada entre zonas CPF no processo de ativação transfronteiriça de RRF;
- (125) Por «valor de regulação de frequência» entende-se o valor-alvo de frequência utilizado no PRF, definido como a soma da frequência nominal da rede e de um valor de compensação necessário para reduzir o desvio do tempo elétrico;
- (126) Por «requisitos de disponibilidade de RRF» entende-se a série de requisitos definidos pelos ORT de um bloco CPF no tocante à disponibilidade de RRF;
- (127) Por «regras de dimensionamento de RRF» entendem-se as especificações do processo de dimensionamento de RRF de um bloco CPF;
- (128) Por «processo de compensação de desvios» entende-se um processo acordado entre ORT que, tomando em consideração os ECRF respetivos, assim como a RRF ativada, e corrigindo em conformidade a injeção dos PRF envolvidos, permite evitar a ativação simultânea de RRF em sentidos opostos;
- (129) Por «troca de energia para compensação de desvios» entende-se a energia trocada entre zonas CPF no âmbito do processo de compensação de desvios;
- (130) Por «obrigação de RCF inicial» entende-se a quantidade de reserva de contenção da frequência atribuída a um ORT com base numa chave de repartição;
- (131) Por «dados de frequência instantâneos» entende-se uma série de medições de dados da frequência global da rede na zona síncrona, com periodicidade de medição igual ou inferior a um segundo, utilizada para efeitos de avaliação da qualidade da frequência da rede;
- (132) Por «desvio de frequência instantâneo» entende-se uma série de medições de dados de desvios da frequência global da rede na zona síncrona, com periodicidade de medição igual ou inferior a um segundo, utilizada para efeitos de avaliação da qualidade da frequência da rede;
- (133) Por «dados ECRF instantâneos» entende-se uma série de medições de dados de erro de controlo no restabelecimento da frequência num bloco CPF, com periodicidade de medição igual ou inferior a 10 segundos, utilizada para efeitos de avaliação da qualidade da frequência da rede;
- (134) Por «gama nível 1 de ECRF» entende-se a primeira gama utilizada para efeitos de avaliação da qualidade da frequência da rede ao nível dos blocos CPF, na qual o erro de controlo no restabelecimento da frequência deve manter-se durante uma percentagem especificada do tempo;
- (135) Por «gama nível 2 de ECRF» entende-se a segunda gama utilizada para efeitos de avaliação da qualidade da frequência da rede ao nível dos blocos CPF, na qual o ECRF deve manter-se durante uma percentagem especificada do tempo;
- (136) Por «acordo operacional de bloco CPF» entende-se um acordo multipartido entre os ORT de um bloco CPF, caso este seja operado por mais do que um ORT, ou uma metodologia operacional ao nível do bloco, a adotar unilateralmente pelo ORT em causa se o bloco for operado apenas por esse ORT;
- (137) Por «troca de energia de reposição» entende-se a energia intercambiada entre zonas CPF no processo de ativação transfronteiriça de reserva de reposição;
- (138) Por «desvios de bloco CPF» entende-se a soma do ECRF, da ativação de RRF e da ativação de RR no bloco CPF com a troca de energia para compensação de desvios, a troca de energia para restabelecimento da frequência e a troca de energia de reposição do bloco CPF em causa com outros blocos CPF;
- (139) Por «monitor de bloco CPF» entende-se um ORT responsável pela recolha dos dados necessários para a aplicação dos critérios de avaliação da qualidade da frequência e pela aplicação destes últimos no bloco CPF em causa;
- (140) Por «estrutura de controlo potência-frequência» entende-se a estrutura básica, tendo em conta todos os aspetos relevantes, do controlo potência-frequência, nomeadamente no tocante às responsabilidades e obrigações respetivas e aos tipos e finalidades das reservas de potência ativa;
- (141) Por «estrutura de responsabilidade de processos» entende-se a estrutura de responsabilidades e obrigações no tocante às reservas de potência ativa, com base na estrutura de controlo da zona síncrona;

- (142) Por «estrutura de ativação de processos» entende-se a estrutura de categorias dos processos, no tocante aos diversos tipos de reservas de potência ativa, em termos de finalidade e de ativação;
- (143) Por «tempo de plena ativação de RRF manual» entende-se o período decorrido entre a mudança de valor de regulação e a correspondente ativação ou desativação manual da RRF;
- (144) Por «desvio de frequência instantâneo máximo» entende-se o valor absoluto máximo expectável do desvio de frequência instantâneo, após a ocorrência de um desvio igual ou inferior ao incidente de referência, acima do qual são ativadas medidas de emergência;
- (145) Por «zona de monitorização» entende-se uma parte ou a totalidade de uma zona síncrona, fisicamente delimitada por pontos de medição em interligações com outras zonas de monitorização, operada por um ou mais ORT que respeitem as obrigações de uma zona de monitorização;
- (146) Por «pré-qualificação» entende-se o processo de verificação da conformidade de uma unidade fornecedora de reserva ou de um grupo fornecedor de reserva com os requisitos estabelecidos pelo ORT;
- (147) Por «período de rampa» entende-se um período definido por um ponto inicial fixo e por um lapso de tempo durante o qual a entrada ou emissão de potência ativa aumenta ou diminui;
- (148) Por «ORT instrutor de reserva» entende-se o ORT responsável pela transmissão, à unidade fornecedora de reserva ou ao grupo fornecedor de reserva, da instrução de ativação da RRF e/ou da RR;
- (149) Por «ORD com reserva ligada» entende-se o ORD responsável pela rede de distribuição à qual está ligada uma unidade fornecedora de reserva ou um grupo fornecedor de reserva que fornece reservas a um ORT;
- (150) Por «ORT de ligação de reserva» entende-se o ORT responsável pela zona de monitorização à qual uma unidade fornecedora de reserva ou um grupo fornecedor de reserva estão ligados;
- (151) Por «ORT recetor de reserva» entende-se o ORT participante na troca com um ORT de ligação de reserva e/ou com uma unidade fornecedora de reserva ou um grupo fornecedor de reserva ligados a outra zona de monitorização ou zona CPF;
- (152) Por «processo de reposição de reserva» ou «PRR» entende-se um processo de restabelecimento da RRF ativada e, adicionalmente (GB e IE/NI), de restabelecimento da RCF ativada;
- (153) Por «requisitos de disponibilidade de RR» entendem-se os requisitos definidos pelos ORT de um bloco CPF no que respeita à disponibilidade de RR;
- (154) Por «regras de dimensionamento de RR» entendem-se as especificações do processo de dimensionamento de RR de um bloco CPF;
- (155) Por «gama de frequências padrão» entende-se um intervalo simétrico, centrado na frequência nominal, no interior do qual é suposto situar-se a frequência de rede da zona síncrona em causa;
- (156) Por «desvio de frequência padrão» entende-se o valor absoluto de desvio de frequência que delimita a gama de frequências padrão;
- (157) Por «desvio de frequência em regime permanente» entende-se o valor absoluto de desvio de frequência após a ocorrência de um desvio, uma vez estabilizada a frequência da rede;
- (158) Por «monitor de zona síncrona» entende-se um ORT responsável pela recolha dos dados necessários para a aplicação dos critérios de avaliação da qualidade da frequência e pela aplicação destes últimos na zona síncrona em causa; e
- (159) Por «processo de controlo de tempo» entende-se um processo de controlo do tempo no qual é realizada uma ação de controlo destinada a repor a zero o desvio de tempo elétrico entre o tempo síncrono e o tempo universal coordenado (TUC).

Artigo 4.º

Objetivos e aspetos de regulação

1. O presente regulamento tem os seguintes objetivos:
 - a) Estabelecer princípios e requisitos comuns de segurança operacional;
 - b) Estabelecer princípios comuns de planeamento operacional das redes interligadas;

- c) Estabelecer estruturas de controlo e processos de controlo potência-frequência comuns;
 - d) Garantir condições que salvaguardem a segurança operacional em toda a União;
 - e) Garantir condições que permitam manter um nível de qualidade da frequência em todas as zonas síncronas da União;
 - f) Promover a coordenação na operação da rede e no planeamento operacional;
 - g) Garantir e reforçar a transparência e a fiabilidade das informações relativas à operação da rede de transporte;
 - h) Contribuir para um desenvolvimento e uma operação eficientes da rede de transporte de eletricidade e do setor da eletricidade na União.
2. Ao aplicarem o presente regulamento, os Estados-Membros, as autoridades competentes e os operadores de rede devem:
- a) Aplicar os princípios da proporcionalidade e da não-discriminação;
 - b) Garantir transparência;
 - c) Aplicar o princípio da otimização simultânea da mais elevada eficiência global e do menor custo total para todas as partes envolvidas;
 - d) Assegurar que os ORT recorrem, o mais possível, aos mecanismos de mercado para garantir a segurança e a estabilidade das redes;
 - e) Respeitar a responsabilidade atribuída ao ORT em causa de modo a garantir a segurança da rede, nomeadamente conforme exigido pela legislação nacional;
 - f) Consultar os operadores de rede de distribuição («ORD») em causa e ter em conta os impactos potenciais nas redes destes; e
 - g) Ter em consideração as normas europeias e especificações técnicas acordadas.

Artigo 5.º

Termos e condições ou metodologias dos ORT

1. Os ORT definem os termos e condições ou as metodologias exigidos pelo presente regulamento e submetem-nos à aprovação das entidades reguladoras competentes, em conformidade com o artigo 6.º, n.ºs 2 e 3, ou à aprovação da entidade designada pelo Estado-Membro, em conformidade com o artigo 6.º, n.º 4, dentro dos prazos previstos no presente regulamento.
2. Sempre que uma proposta de termos e condições ou de metodologias em conformidade com o presente regulamento tenha de ser elaborada e aceite por mais do que um ORT, os ORT envolvidos devem trabalhar em estreita colaboração. Os ORT, com a assistência da REORT para a Eletricidade, informam regularmente as entidades reguladoras e a Agência dos progressos realizados na definição destes termos e condições ou metodologias.
3. Se não for possível chegar a consenso entre os ORT, as decisões destes sobre as propostas de termos e condições ou de metodologias em conformidade com o artigo 6.º, n.º 2, são tomadas por maioria qualificada. A maioria qualificada para a adoção de propostas em conformidade com o artigo 6.º, n.º 2, é uma maioria:
- a) Constituída por ORT que representam, pelo menos, 55 % dos Estados-Membros; e
 - b) Constituída por ORT que representam um conjunto de Estados-Membros cuja população é igual ou superior a 65 % da população da União.
4. A minoria de bloqueio para as decisões em conformidade com o artigo 6.º, n.º 2, tem de incluir ORT que representem, pelo menos, quatro Estados-Membros; se tal não se verificar, considera-se que foi alcançada uma maioria qualificada.
5. Se as regiões em causa forem compostas por mais do que cinco Estados-Membros e não for possível chegar a consenso entre os ORT, as decisões destes sobre as propostas de termos e condições ou de metodologias em conformidade com o artigo 6.º, n.º 3 são tomadas por maioria qualificada. A maioria qualificada para a adoção de propostas em conformidade com o artigo 6.º, n.º 3, é uma maioria:
- a) Constituída por ORT que representam, pelo menos, 72 % dos Estados-Membros em causa; e
 - b) Constituída por ORT que representam um conjunto de Estados-Membros cuja população é igual ou superior a 65 % da população da região em causa.

6. A minoria de bloqueio para as decisões em conformidade com o artigo 6.º, n.º 3, tem de incluir ORT que representem mais de 35 % da população dos Estados-Membros envolvidos e ainda ORT que representem, pelo menos, mais um Estado-Membro em causa; se tal não se verificar, considera-se que foi alcançada uma maioria qualificada.
7. As decisões dos ORT sobre as propostas de termos e condições ou de metodologias em conformidade com o artigo 6.º, n.º 3, relativas a regiões compostas por cinco ou menos Estados-Membros, devem ser tomadas por consenso.
8. Para as decisões dos ORT em conformidade com os n.ºs 3 e 4, é atribuído um voto a cada Estado-Membro. Caso existam dois ou mais ORT no território de um Estado-Membro, este deve repartir os direitos de voto pelos ORT.
9. Se não apresentarem uma proposta de termos e condições ou de metodologias às entidades reguladoras, em conformidade com o artigo 6.º, n.ºs 2 e 3, ou às entidades designadas pelos Estados-Membros, em conformidade com o artigo 6.º, n.º 4, dentro do prazo estabelecido no presente regulamento, os ORT devem facultar às entidades reguladoras competentes e à Agência os projetos relevantes dos termos e condições ou metodologias e explicar o que os impediu de chegarem a um acordo. A Agência informa a Comissão e, em cooperação com as entidades reguladoras competentes, a pedido da Comissão, investiga as razões que motivaram essa incapacidade, informando a Comissão do que apurar. A Comissão toma as medidas adequadas para tornar possível a adoção dos termos e condições ou metodologias necessários, no prazo máximo de quatro meses a contar da data de receção da informação da Agência.

Artigo 6.º

Aprovação de termos e condições ou de metodologias dos ORT

1. Cada entidade reguladora é responsável pela aprovação dos termos e condições ou metodologias elaborados pelos ORT em conformidade com os n.ºs 2 e 3. Compete à entidade designada pelo Estado-Membro aprovar os termos e condições ou metodologias elaborados pelos ORT em conformidade com o n.º 4. Salvo disposição em contrário do Estado-Membro, a entidade designada é a entidade reguladora.
2. As propostas relativas aos seguintes termos e condições ou metodologias carecem de aprovação das entidades reguladoras da União, podendo o Estado-Membro facultar um parecer à entidade reguladora em causa:
 - a) Requisitos, funções e responsabilidades organizativos fundamentais relativos à troca de dados referentes a segurança operacional, em conformidade com o artigo 40.º, n.º 6;
 - b) Metodologia de construção de modelos de rede comuns, em conformidade com o artigo 67.º, n.º 1, e o artigo 70.º;
 - c) Metodologia de coordenação da análise de segurança operacional, em conformidade com o artigo 75.º.
3. As propostas relativas aos seguintes termos e condições ou metodologias carecem de aprovação das entidades reguladoras da região em causa, podendo o Estado-Membro facultar um parecer à entidade reguladora em causa:
 - a) Metodologia, por zona síncrona, para a definição da inércia mínima, em conformidade com o artigo 39.º, n.º 3, alínea b);
 - b) Disposições comuns, por região de cálculo da capacidade, para a coordenação da segurança operacional a nível regional, em conformidade com o artigo 76.º;
 - c) Metodologia, pelo menos por zona síncrona, de avaliação da relevância de ativos na coordenação de indisponibilidades, em conformidade com o artigo 84.º;
 - d) Metodologias, condições e valores incluídos nos acordos operacionais de zona síncrona previstos no artigo 118.º, relativos ao seguinte:
 - i) Parâmetros definidores de qualidade de frequência e valor-padrão de qualidade de frequência, em conformidade com o artigo 127.º;
 - ii) Regras de dimensionamento de RCF, em conformidade com o artigo 153.º;
 - iii) Propriedades adicionais da RCF, em conformidade com o artigo 154.º, n.º 2.º;
 - iv) No caso das zonas síncronas GB e IE/NL, as medidas destinadas a assegurar a recuperação dos reservatórios de energia, em conformidade com o artigo 156.º, n.º 6, alínea b);

- v) No caso das zonas síncronas CE e Nórdica, o período mínimo de ativação que os fornecedores de RCF têm de garantir, em conformidade com o artigo 156.º, n.º 10;
 - vi) No caso das zonas síncronas CE e Nórdica, as hipóteses e a metodologia para a análise de custos-benefícios, em conformidade com o artigo 156.º, n.º 11;
 - vii) No caso das zonas síncronas diversas da zona síncrona CE, e se for caso disso, os limites para a troca de RCF entre ORT, em conformidade com o artigo 163.º, n.º 2;
 - viii) No caso das zonas síncronas GB e IE/NÍ, a metodologia para determinação do fornecimento mínimo de capacidade em reserva de RCF entre zonas síncronas, em conformidade com o artigo 174.º, n.º 2, alínea b);
 - ix) Limites à troca de RRF entre zonas síncronas definidos em conformidade com o artigo 176.º, n.º 1, e limites à partilha de RRF entre zonas síncronas definidos em conformidade com o artigo 177.º, n.º 1;
 - x) Limites à troca de RR entre zonas síncronas definidos em conformidade com o artigo 178.º, n.º 1, e limites à partilha de RR entre zonas síncronas definidos em conformidade com o artigo 179.º, n.º 1.
- e) Metodologias e condições incluídas nos acordos operacionais de bloco CPF previstos no artigo 119.º, relativas ao seguinte:
- i) Restrições de rampa aplicáveis à emissão de potência ativa, em conformidade com o artigo 137.º, n.ºs 3 e 4;
 - ii) Medidas de coordenação para redução do ECRF, em conformidade com o artigo 152.º, n.º 14;
 - iii) Medidas de redução do ECRF por solicitação de alterações da produção ou do consumo de potência ativa de módulos geradores e de unidades de consumo, em conformidade com o artigo 152.º, n.º 16;
 - iv) Regras de dimensionamento da RRF, em conformidade com o artigo 157.º, n.º 1.
- f) Medidas de atenuação, por zona síncrona ou bloco CPF, em conformidade com o artigo 138.º;
- g) Proposta comum, por zona síncrona, relativa ao estabelecimento dos blocos CPF, em conformidade com o artigo 141.º, n.º 2.
4. Salvo disposição em contrário do Estado-Membro, os seguintes termos e condições ou metodologias carecem de aprovação individual da entidade designada pelo Estado-Membro em conformidade com o n.º 1:
- a) No caso das zonas síncronas GB e IE/NÍ, a proposta de cada ORT especificando o nível de quebra de consumo ao qual a rede de transporte passa ao estado de apagão;
 - b) Âmbito da troca de dados com os ORD e os utilizadores de rede significativos, em conformidade com o artigo 40.º, n.º 5;
 - c) Requisitos adicionais aplicáveis aos grupos fornecedores de RCF, em conformidade com o artigo 154.º, n.º 3;
 - d) Exclusão de grupos fornecedores de RCF do fornecimento de reserva de contenção da frequência, em conformidade com o artigo 154.º, n.º 4;
 - e) No caso das zonas síncronas CE e Nórdica, a proposta relativa ao período mínimo de ativação transitório que os fornecedores de RCF têm de assegurar, proposto pelo ORT em conformidade com o artigo 156.º, n.º 9;
 - f) Requisitos técnicos das reservas de restabelecimento da frequência definidos pelo ORT, em conformidade com o artigo 158.º, n.º 3;
 - g) Recusa do fornecimento de reserva de restabelecimento da frequência por grupos fornecedores de RRF, em conformidade com o artigo 159.º, n.º 7;
 - h) Requisitos técnicos relativos à ligação de grupos e unidades fornecedores de RR, definidos pelo ORT em conformidade com o artigo 161.º, n.º 3; e
 - i) Recusa do fornecimento de reserva de reposição por grupos fornecedores de RR, em conformidade com o artigo 162.º, n.º 6.
5. Se, nos termos do presente regulamento, for exigido ou permitido a um ORT ou a um operador de rede competente que especifique ou que concorde com requisitos não abrangidos pelo n.º 4, os Estados-Membros podem estabelecer a aprovação prévia dos requisitos em causa pela entidade reguladora competente.

6. A proposta de termos e condições ou metodologias deve incluir uma proposta de calendarização da aplicação dos termos e condições ou metodologias em causa e uma descrição do impacto expectável dos mesmos nos objetivos do presente regulamento. As propostas de termos e condições ou metodologias sujeitas à aprovação de várias ou todas as entidades reguladoras devem ser apresentadas à Agência na mesma altura em que forem apresentadas às entidades reguladoras. Mediante pedido por parte das entidades reguladoras competentes, a Agência emite um parecer sobre as propostas de termos e condições ou metodologias no prazo máximo de três meses.

7. Sempre que a aprovação dos termos e condições ou metodologias exija uma decisão de duas ou mais entidades reguladoras, as entidades reguladoras competentes devem consultar-se, e cooperar e coordenar-se estreitamente, de modo a chegarem a um acordo. Se a Agência emitir parecer, as entidades reguladoras competentes devem tê-lo em conta. As entidades reguladoras tomam as decisões relativas aos termos e condições ou metodologias apresentados em conformidade com os n.ºs 2 e 3 no prazo máximo de seis meses após a receção dos mesmos pela entidade reguladora ou, se for caso disso, pela última entidade reguladora em causa.

8. Sempre que as entidades reguladoras não consigam chegar a um acordo no período referido no n.º 7, ou mediante um pedido conjunto das entidades reguladoras, a Agência adota uma decisão sobre as propostas de termos e condições ou metodologias apresentadas, no prazo máximo de seis meses, em conformidade com o artigo 8.º, n.º 1, do Regulamento (CE) n.º 713/2009.

9. Sempre que a aprovação dos termos e condições ou metodologias exija uma decisão de uma única entidade designada, em conformidade com o n.º 4, incumbe-lhe tomar uma decisão no prazo máximo de seis meses após a receção dos termos e condições ou metodologias em causa.

10. Qualquer parte pode apresentar queixa contra um operador de rede ou ORT, no tocante às obrigações ou decisões do operador de rede em causa ou ORT em causa ao abrigo do presente regulamento, à entidade reguladora, a qual, agindo na qualidade de autoridade competente para a resolução de litígios, deve preferir uma decisão no prazo máximo de dois meses após a receção da queixa. Se a entidade reguladora solicitar informações adicionais, este prazo pode ser prorrogado por dois meses. Com o acordo do queixoso, o prazo prorrogado pode ser novamente prorrogado. A decisão da entidade reguladora produz efeitos vinculativos, a menos que venha a ser revogada em instância de recurso.

Artigo 7.º

Alteração de termos e condições ou de metodologias dos ORT

1. Se uma ou mais entidades reguladoras solicitarem uma alteração para aprovar(em) os termos e condições ou metodologias apresentados em conformidade com o artigo 6.º, n.ºs 2 e 3, os ORT em causa devem apresentar para aprovação, no prazo máximo de dois meses após o pedido da(s) entidade(s) reguladora(s), uma proposta de alteração dos referidos termos e condições ou metodologias. As entidades reguladoras competentes devem decidir sobre a alteração dos termos e condições ou metodologias no prazo máximo de dois meses após a apresentação dos mesmos.

2. Se uma entidade designada solicitar uma alteração para aprovar os termos e condições ou metodologias apresentados em conformidade com o artigo 6.º, n.º 4, os ORT em causa devem apresentar para aprovação, no prazo máximo de dois meses após o pedido da entidade designada, uma proposta de alteração dos referidos termos e condições ou metodologias. As entidades designadas devem decidir sobre a alteração dos termos e condições ou metodologias no prazo máximo de dois meses após a apresentação da mesma.

3. Sempre que as entidades reguladoras competentes não consigam chegar a acordo sobre os termos e condições ou metodologias previstos no artigo 6.º, n.ºs 2 e 3, no prazo máximo de dois meses, ou mediante um pedido conjunto dessas entidades reguladoras, a Agência adota uma decisão sobre os termos e condições ou metodologias alterados, no prazo máximo de seis meses, em conformidade com o artigo 8.º, n.º 1, do Regulamento (CE) n.º 713/2009. Se os ORT em causa não apresentarem uma proposta de alteração dos termos e condições ou metodologias, aplica-se o procedimento previsto no artigo 5.º, n.º 7.

4. Os ORT responsáveis pela elaboração de uma proposta de termos e condições ou de metodologias, ou as entidades reguladoras ou entidades designadas responsáveis pela adoção dos mesmos em conformidade com o artigo 6.º, n.ºs 2, 3 e 4, podem requerer a alteração dos termos e condições ou metodologias em causa. Se for caso disso, as propostas de alteração de termos e condições ou de metodologias serão apresentadas para consulta em conformidade com o procedimento estabelecido no artigo 11.º e aprovadas em conformidade com o procedimento estabelecido nos artigos 5.º e 6.º.

*Artigo 8.º***Publicação na Internet**

1. Os ORT responsáveis pela especificação dos termos e condições ou metodologias em conformidade com o presente regulamento devem publicá-los na Internet após a aprovação das entidades reguladoras competentes ou, caso tal aprovação não seja necessária, após a especificação dos mesmos, exceto nos casos em que as informações em causa sejam consideradas confidenciais, em conformidade com o artigo 12.º.
2. Deve ser igualmente publicado o seguinte:
 - a) Melhoramentos dos instrumentos de operação da rede, em conformidade com o artigo 55.º, n.º 1, alínea e);
 - b) Valores-padrão de erro de controlo no restabelecimento da frequência, em conformidade com o artigo 128.º;
 - c) Restrições de rampa ao nível de zonas síncronas, em conformidade com o artigo 137.º, n.º 1;
 - d) Restrições de rampa ao nível de blocos CPF, em conformidade com o artigo 137.º, n.º 3;
 - e) Medidas tomadas no estado de alerta por inexistência de reservas suficientes de potência ativa, em conformidade com o artigo 152.º, n.º 11; e
 - f) Pedidos de ORT de ligação de reserva a fornecedores de RCF para disponibilizarem as informações em tempo real, em conformidade com o artigo 154.º, n.º 11.

*Artigo 9.º***Recuperação de custos**

1. Os custos suportados pelos operadores de rede sujeitos a regulação das tarifas de acesso à rede e decorrentes das obrigações previstas no presente regulamento devem ser avaliados pelas entidades reguladoras competentes. Os custos considerados razoáveis, eficientes e proporcionados devem ser recuperados através de tarifas de rede ou outros mecanismos adequados.
2. Se tal lhes for solicitado pelas entidades reguladoras competentes, os operadores de rede referidos no n.º 1 devem, no prazo máximo de três meses após o pedido, fornecer as informações necessárias para facilitar a avaliação dos custos incorridos.

*Artigo 10.º***Envolvimento das partes interessadas**

A Agência, em estreita cooperação com a REORT para a Eletricidade, deve organizar o envolvimento das partes interessadas quanto à operação segura da rede e a outros aspetos da aplicação do presente regulamento. Esse envolvimento deve incluir reuniões regulares com as partes interessadas para identificar problemas e propor melhoramentos relacionados com a operação segura da rede.

*Artigo 11.º***Consulta pública**

1. Os ORT responsáveis pela apresentação de propostas de termos e condições ou de metodologias, ou de alteração dos mesmos, em conformidade com o presente regulamento devem consultar as partes interessadas, incluindo as entidades competentes de cada Estado-Membro, sobre os projetos de propostas de termos e condições ou de metodologias indicados no artigo 6.º, n.ºs 2 e 3. A consulta deve prolongar-se por não menos de um mês.
2. As propostas de termos e condições ou de metodologias apresentadas pelos ORT a nível da União são publicadas e submetidas a consulta pública a nível da União. As propostas apresentadas pelos ORT a nível regional devem ser submetidas a consulta pública, pelo menos, a nível regional. As partes que apresentem propostas a nível bilateral ou multilateral devem efetuar uma consulta pública, pelo menos, nos Estados-Membros em causa.
3. Antes da apresentação da proposta para aprovação regulamentar, os ORT responsáveis pela elaboração da proposta de termos e condições ou de metodologias devem ter em devida conta os pontos de vista das partes interessadas resultantes das consultas realizadas. Deve ser sempre elaborada e oportunamente publicada, antes ou ao mesmo tempo que a publicação da proposta de termos e condições ou de metodologias, uma justificação sólida dos motivos da incorporação ou não, no documento apresentado, dos pontos de vista resultantes da consulta.

*Artigo 12.º***Obrigações de confidencialidade**

1. As informações confidenciais recebidas, trocadas ou transmitidas ao abrigo do presente regulamento estão sujeitas às condições de sigilo profissional estabelecidas nos n.ºs 2, 3 e 4.
2. A obrigação de sigilo profissional aplica-se a todas as pessoas sujeitas ao disposto no presente regulamento.
3. As informações confidenciais recebidas pelas pessoas ou entidades reguladoras a que se refere o n.º 2 no exercício das suas funções não podem ser divulgadas a outra pessoa ou autoridade, ressalvados os casos abrangidos pelo direito nacional, pelas demais disposições do presente regulamento ou por outra legislação pertinente da União.
4. Sem prejuízo dos casos abrangidos pelo direito nacional ou pelo direito da União, as entidades reguladoras, os organismos e as pessoas que receberem informações confidenciais ao abrigo do presente regulamento só as podem utilizar no exercício das suas funções abrangidas pelo presente regulamento.

*Artigo 13.º***Acordos com ORT não obrigados pelo presente regulamento**

Se uma zona síncrona abranger ORT da União e de países terceiros, os ORT da União integrados nessa zona devem, no prazo máximo de 18 meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, procurar celebrar com os ORT de países terceiros em causa, não obrigados pelo presente regulamento, um acordo que estabeleça as bases da cooperação com eles no respeitante à operação segura da rede, bem como disposições com vista à observância, por parte desses ORT, das obrigações estabelecidas no presente regulamento.

*Artigo 14.º***Acompanhamento**

1. A REORT para a Eletricidade deve acompanhar a aplicação do presente regulamento em conformidade com o artigo 8.º, n.º 8, do Regulamento (CE) n.º 714/2009. Esse acompanhamento deve abranger, pelo menos, o seguinte:
 - a) Os indicadores de segurança operacional, em conformidade com o artigo 15.º;
 - b) O controlo potência-frequência, em conformidade com o artigo 16.º;
 - c) A avaliação da coordenação regional, em conformidade com o artigo 17.º;
 - d) A identificação de eventuais divergências na execução nacional do presente regulamento no tocante aos termos e condições ou metodologias referidos no artigo 6.º, n.º 3;
 - e) A identificação de eventuais melhoramentos adicionais de instrumentos e serviços em conformidade com o artigo 55.º, alíneas a) e b), que transcendam os melhoramentos identificados pelos ORT em conformidade com o artigo 55.º, alínea e);
 - f) A identificação dos melhoramentos ao relatório anual baseado na escala de classificação de incidentes, em conformidade com o artigo 15.º, eventualmente necessários para apoiar uma segurança operacional sustentável e duradoura; e
 - g) A identificação de eventuais dificuldades na cooperação com ORT de países terceiros no tocante à operação segura da rede.
2. A Agência, em cooperação com a REORT para a Eletricidade, deve elaborar, no prazo máximo de 12 meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, uma lista das informações a serem-lhe comunicadas pela segunda em conformidade com o artigo 8.º, n.º 9, e o artigo 9.º, n.º 1, do Regulamento (CE) n.º 714/2009. Esta lista pode ser atualizada. A REORT para a Eletricidade deve manter um arquivo digital de dados abrangente, em formato normalizado, com as informações solicitadas pela Agência.
3. Os ORT em causa devem apresentar à REORT para a Eletricidade as informações necessárias para a execução das tarefas referidas nos n.ºs 1 e 2.

4. A pedido da entidade reguladora, os ORD facultam aos ORT as informações referidas no n.º 2, a menos que as entidades reguladoras, os ORT, a Agência ou a REORT para a Eletricidade já a elas tenham tido acesso no âmbito das tarefas respetivas de acompanhamento da aplicação, para evitar duplicações de informação.

Artigo 15.º

Relatório anual relativo a indicadores de segurança operacional

1. Incumbe à REORT para a Eletricidade publicar, até 30 de setembro, um relatório anual baseado na escala de classificação de incidentes adotada em conformidade com o artigo 8.º, n.º 3, alínea a), do Regulamento (CE) n.º 714/2009. A Agência pode pronunciar-se sobre a forma e o conteúdo desse relatório, nomeadamente sobre o âmbito geográfico dos incidentes relatados, as interdependências elétricas entre as zonas de controlo dos ORT e quaisquer informações históricas relevantes.

2. Incumbe aos ORT de cada Estado-Membro fornecerem à REORT para a Eletricidade, até 1 de março, os dados e informações necessários para a elaboração dos relatórios anuais com base na escala de classificação de incidentes referidos no n.º 1. Os dados fornecidos pelos ORT devem incidir no ano anterior.

3. Dos relatórios anuais referidos no n.º 1 devem constar, pelo menos, os seguintes indicadores de segurança operacional relevantes para esta última:

- a) Número de elementos da rede de transporte que dispararam no ano por ORT;
- b) Número de instalações geradoras que dispararam no ano por ORT;
- c) Energia não fornecida no ano devido a desligamentos não-programados de instalações de consumo, por ORT;
- d) Duração e número das ocorrências de estados de alerta e de emergência, por ORT;
- e) Duração e número dos acontecimentos identificados em que houve insuficiência de reservas, por ORT;
- f) Duração e número dos desvios de tensão além das gamas indicadas no anexo II, quadros 1 e 2, por ORT;
- g) Número de minutos fora da gama de frequências padrão e número de minutos fora da margem de 50 % do desvio máximo de frequência em regime permanente, por zona síncrona;
- h) Número de separações em sub-redes ou de estados de apagão locais; e
- i) Número de apagões abrangendo dois ou mais ORT.

4. Do relatório anual referido no n.º 1 devem constar os seguintes indicadores de segurança operacional relevantes para o planeamento operacional:

- a) Número de acontecimentos durante os quais um incidente constante da lista de contingências provocou uma degradação do estado de operação da rede;
- b) Número de acontecimentos referidos na alínea a) durante os quais ocorreu uma degradação das condições de operação da rede devido a discrepâncias inesperadas em relação às previsões de consumo ou de produção;
- c) Número de acontecimentos durante os quais as condições de operação da rede se degradaram devido a contingências excecionais;
- d) Número de acontecimentos referidos na alínea c) durante os quais ocorreu uma degradação das condições de operação da rede devido a discrepâncias inesperadas em relação às previsões de consumo ou de produção; e
- e) Número de acontecimentos conducentes a uma degradação das condições de operação da rede por insuficiência de reservas de potência ativa.

5. Os relatórios anuais devem explicar as razões dos incidentes com a classificação 2 ou 3 de segurança operacional, na escala de classificação de incidentes adotada pela REORT para a Eletricidade. Essas explicações devem assentar numa investigação dos incidentes pelos ORT, cujo processo deve constar da escala de classificação de incidentes. Antes de iniciarem uma investigação, os ORT devem informar atempadamente disso as entidades reguladoras nacionais respetivas. Se o solicitarem, as entidades reguladoras e a Agência podem participar na investigação.

*Artigo 16.º***Relatório anual relativo ao controlo potência-frequência**

1. Incumbe à REORT para a Eletricidade publicar, até 30 de setembro, um relatório anual do controlo potência-frequência com base nas informações facultadas pelos ORT em conformidade com o n.º 2. Devem constar desse relatório as informações indicadas no n.º 2, para cada Estado-Membro.
2. Uma vez transcorrido 14 de setembro de 2018 incumbe aos ORT de cada Estado-Membro comunicar anualmente à REORT para a Eletricidade, até 1 de março, as seguintes informações relativas ao ano anterior:
 - a) Identificação dos blocos CPF, zonas CPF e zonas de monitorização do Estado-Membro;
 - b) Identificação dos blocos CPF que não se situam no Estado-Membro, mas incluem zonas CPF e zonas de monitorização nele situadas;
 - c) Identificação das zonas síncronas nas quais o Estado-Membro se integra;
 - d) Os dados relativos aos critérios de avaliação de qualidade de frequência para cada zona síncrona e cada bloco CPF referido nas alíneas a), b) e c), correspondentes a cada mês de, pelo menos, os dois anos civis anteriores;
 - e) Obrigação de RCF e obrigação de RCF inicial de cada ORT em operação no Estado-Membro, correspondentes a cada mês de, pelo menos, os dois anos civis anteriores; e
 - f) Descrição e data de aplicação das medidas de atenuação eventualmente tomadas no ano civil anterior e dos requisitos de rampa eventualmente estabelecidos nesse mesmo ano para reduzir os desvios determinísticos de frequência, em conformidade com os artigos 137.º e 138.º, nos quais tenham participado ORT do Estado-Membro.
3. Os dados fornecidos pelos ORT devem incidir no ano anterior. As informações relativas às zonas síncronas, aos blocos CPF, às zonas CPF e às zonas de monitorização referidas nas alíneas a), b) e c) devem ser comunicadas uma vez. Caso alguma dessas zonas sofra alterações, as informações correspondentes devem ser comunicadas até 1 de março do ano seguinte.
4. Se for caso disso, os ORT de uma zona síncrona ou de um bloco CPF devem cooperar entre si na recolha dos dados indicados no n.º 2.

*Artigo 17.º***Relatório anual de avaliação da coordenação regional**

1. Incumbe à REORT para a Eletricidade publicar, até 30 de setembro, um relatório anual relativo à avaliação da coordenação regional com base nos relatórios anuais de avaliação da coordenação regional fornecidos pelos coordenadores de segurança regionais em conformidade com o n.º 2, avaliar as eventuais questões de interoperabilidade e propor alterações destinadas a melhorar a eficiência e a eficácia da coordenação da operação das redes.
2. Anualmente, até 1 de março, cada coordenador de segurança regional deve elaborar e apresentar à REORT para a Eletricidade um relatório anual que forneça as seguintes informações relativas às tarefas que realiza:
 - a) Número de acontecimentos, duração média e razões das falhas no desempenho das suas funções;
 - b) Dados estatísticos relativos a congestionamentos, incluindo a duração, localização e número de ocorrências dos mesmos, juntamente com as medidas corretivas conexas ativadas e os eventuais custos destas;
 - c) Número de vezes que os ORT se recusaram a aplicar as medidas corretivas recomendadas pelo coordenador de segurança regional e as razões correspondentes;
 - d) Número de incompatibilidades de indisponibilidades detetadas, em conformidade com o artigo 80.º; e
 - e) Descrição dos casos nos quais foi avaliada a falta de adequação regional e descrição das medidas de atenuação tomadas.
3. Os dados fornecidos pelos coordenadores de segurança regionais à REORT para a Eletricidade devem incidir no ano anterior.

PARTE II

SEGURANÇA OPERACIONAL

TÍTULO 1

REQUISITOS DE SEGURANÇA OPERACIONAL

CAPÍTULO 1

Estados de sistema, medidas corretivas e limites de segurança operacional

Artigo 18.º

Classificação dos estados de sistema

1. Uma rede de transporte está no estado normal se estiverem preenchidas as seguintes condições:
 - a) A tensão e os trânsitos de energia estiverem dentro dos limites de segurança operacional definidos em conformidade com o artigo 25.º;
 - b) A frequência satisfaz os seguintes critérios:
 - i) O desvio de frequência da rede em regime permanente está dentro da gama de frequências padrão; ou
 - ii) O valor absoluto do desvio de frequência da rede em regime permanente não excede o desvio máximo de frequência em regime permanente e os limites de frequência da rede estabelecidos para o estado de alerta não são atingidos;
 - c) As reservas de potência ativa e de potência reativa são suficientes para, sem violação dos limites de segurança operacional, suportar contingências da lista de contingências definida em conformidade com o artigo 33.º;
 - d) A operação da zona de controlo do ORT em causa fica e mantém-se dentro dos limites de segurança operacional após a ativação de medidas corretivas no seguimento da ocorrência de uma contingência da lista de contingências definida em conformidade com o artigo 33.º.
2. Uma rede de transporte está no estado de alerta se:
 - a) A tensão e os trânsitos de energia estiverem dentro dos limites de segurança operacional definidos em conformidade com o artigo 25.º; e
 - b) A capacidade em reserva do ORT for reduzida em mais de 20 % durante mais de 30 minutos, sem que haja meios de compensar essa redução na operação da rede em tempo real; ou
 - c) A frequência satisfaz os seguintes critérios:
 - i) O valor absoluto do desvio de frequência da rede em regime permanente não excede o desvio máximo de frequência em regime permanente; e
 - ii) O valor absoluto do desvio de frequência da rede em regime permanente excedeu continuamente 50 % do desvio máximo de frequência em regime permanente durante um período superior ao tempo de desencadeamento do estado de alerta, ou saiu da gama de frequências padrão durante um período superior ao tempo de restabelecimento da frequência; ou
 - d) Uma contingência, pelo menos, da lista de contingências definida em conformidade com o artigo 33.º leva à violação dos limites de segurança operacional do ORT, mesmo após a ativação de medidas corretivas.
3. Uma rede de transporte está no estado de emergência se, pelo menos, uma das seguintes condições estiver preenchida:
 - a) Existe, pelo menos, uma violação dos limites de segurança operacional de um ORT definidos em conformidade com o artigo 25.º;
 - b) A frequência não satisfaz os critérios do estado normal nem do estado de alerta definidos de acordo com o n.º 1 e o n.º 2;
 - c) Foi ativada uma medida, pelo menos, do plano de segurança da rede do ORT;
 - d) Existem falhas de funcionamento dos meios, ferramentas e recursos definidos em conformidade com o artigo 24.º, n.º 1, traduzidas em indisponibilidades dos mesmos durante mais de 30 minutos.

4. Uma rede de transporte está no estado de apagão se, pelo menos, uma das seguintes condições estiver preenchida:
 - a) Perda de mais de 50 % do consumo na zona de controlo do ORT em causa;
 - b) Ausência total de tensão durante, pelo menos, três minutos na zona de controlo do ORT em causa, traduzida no desencadeamento de planos de restabelecimento.

Os ORT das zonas síncronas GB ou IE/NI podem elaborar propostas que especifiquem o nível de perda de consumo ao qual a rede de transporte está no estado de apagão, cabendo-lhes comunicá-lo à REORT para a Eletricidade.

5. Uma rede de transporte está no estado de reposição se algum ORT, no estado de emergência ou no estado de apagão, tiver iniciado a ativação de medidas do seu plano de restabelecimento.

Artigo 19.º

Monitorização e determinação de estados de sistema pelos ORT

1. Incumbe a cada ORT determinar, na operação em tempo real, o estado do sistema da sua rede de transporte.
2. Incumbe a cada ORT monitorizar, com base em medições telemétricas em tempo real ou em valores calculados a partir da sua zona de observabilidade, tendo em conta os dados estruturais e em tempo real, em conformidade com o artigo 42.º, os seguintes parâmetros de rede de transporte em tempo real na sua zona de controlo:
 - a) Trânsitos de potência ativa e de potência reativa;
 - b) Tensões dos barramentos;
 - c) Erro de controlo da frequência e erro de controlo no restabelecimento da frequência na sua zona CPF;
 - d) Reservas de potência ativa e de potência reativa; e
 - e) Produção e consumo.
3. A fim de especificar o estado do sistema, o ORT deve efetuar uma análise de contingências com a periodicidade de, pelo menos, 15 minutos, monitorizando os parâmetros da rede de transporte definidos de acordo com o n.º 2, em relação aos limites de segurança operacional definidos em conformidade com o artigo 25.º e os critérios de estado do sistema definidos em conformidade com o artigo 18.º. O ORT deve monitorizar igualmente o nível das reservas disponíveis em relação à capacidade em reserva. Ao efetuar a análise de contingências, o ORT deve ter em conta o efeito das medidas corretivas e as medidas do plano de segurança da rede.
4. Se a sua rede de transporte não estiver no estado normal e se o estado do sistema em causa for qualificado de «estado de área alargada», incumbe ao ORT:
 - a) Informar os ORT sobre o estado do sistema da sua rede de transporte através de uma ferramenta informática de troca pan-europeia de dados em tempo real; e
 - b) Fornecer informações adicionais sobre os elementos da sua rede de transporte integrados na zona de observabilidade de outros ORT a estes últimos.

Artigo 20.º

Medidas corretivas utilizadas na operação da rede

1. Cada ORT deve procurar garantir que a sua rede de transporte se mantém no estado normal e é igualmente responsável pela gestão das violações de segurança operacional. Nesse desiderato, incumbe-lhe projetar, preparar e ativar medidas corretivas, tendo em atenção a disponibilidade das mesmas, o tempo e os recursos necessários para as ativar e as condições exteriores à rede de transporte relevantes para cada medida corretiva.
2. As medidas corretivas utilizadas pelos ORT na operação da rede, em conformidade com o n.º 1 e com os artigos 21.º a 23.º do presente regulamento, devem ser coerentes com as medidas corretivas tidas em conta no cálculo da capacidade em conformidade com o artigo 25.º do Regulamento (UE) 2015/1222.

*Artigo 21.º***Princípios e critérios aplicáveis às medidas corretivas**

1. Ao ativar e coordenar medidas corretivas em conformidade com o artigo 23.º, cada ORT deve aplicar os seguintes princípios:
 - a) No caso das violações de segurança operacional que não careçam de gestão coordenada, o ORT deve projetar, preparar e ativar medidas corretivas das categorias definidas no artigo 22.º para restabelecer o estado normal da rede e evitar que o estado de alerta ou de emergência extravase da sua zona de controlo;
 - b) No caso das violações de segurança operacional que careçam de gestão coordenada, o ORT deve projetar, preparar e ativar medidas corretivas em coordenação com os outros ORT em causa, seguindo a metodologia para a preparação coordenada de medidas corretivas estabelecida no artigo 76.º, n.º 1, alínea b), e tendo em conta a recomendação do coordenador de segurança regional em conformidade com o artigo 78.º, n.º 4.
2. Ao selecionar as medidas corretivas adequadas, cada ORT deve aplicar os seguintes critérios:
 - a) Ativação das medidas corretivas mais eficazes e economicamente mais eficientes;
 - b) Ativação de medidas corretivas o mais possível próximas do tempo real, tendo em conta o tempo de ativação previsto e a urgência da situação de operação da rede que as medidas se destinam a resolver;
 - c) Ponderação do risco de falhas na aplicação das medidas corretivas disponíveis e do impacto destas na segurança operacional, designadamente:
 - i) Risco de falhas ou de curto-circuitos devidos a alterações de topologia;
 - ii) Risco de indisponibilidades devidas a variações de potência ativa ou de potência reativa em módulos geradores ou instalações de consumo; e
 - iii) Risco de anomalias de funcionamento devidas ao comportamento do equipamento;
 - d) Preferência às medidas corretivas que disponibilizam para atribuição de capacidade a maior capacidade interzonal, satisfazendo concomitantemente os limites de segurança operacional.

*Artigo 22.º***Categorias de medidas corretivas**

1. Categorias de medidas corretivas a utilizar por cada ORT:
 - a) Alteração da duração de uma indisponibilidade programada ou de uma reposição em serviço de elementos da rede de transporte para obter a disponibilidade operacional dos elementos de rede em causa;
 - b) Influência ativa nos trânsitos de energia por meio de:
 - i) Manobras nas tomadas de regulação nos transformadores de energia;
 - ii) Manobras nas tomadas de regulação nos desfasadores;
 - iii) Alteração de topologias;
 - c) Controlo da tensão e gestão da potência reativa por meio de:
 - i) Manobras nas tomadas de regulação nos transformadores de energia;
 - ii) Manobras nas baterias de condensadores e reatâncias;
 - iii) Manobras nos dispositivos eletrónicos de potência utilizados na gestão da potência reativa e da tensão;

- iv) Instrução dos ORD ligados à rede de transporte e dos utilizadores de rede significativos para bloquearem o sistema de controlo automático de tensão e de potência reativa dos transformadores ou para ativarem nas suas instalações as medidas corretivas referidas nas subalíneas i) a iii), se a deterioração da tensão comprometer a segurança operacional ou ameaçar conduzir a um colapso de tensão na rede de transporte;
- v) Solicitação da alteração da emissão de potência reativa ou do valor de regulação de tensão dos módulos geradores síncronos ligados à rede de transporte;
- vi) Solicitação da alteração da emissão de potência reativa dos conversores dos módulos geradores assíncronos ligados à rede de transporte;
- d) Recálculo das capacidades interzonais «para o dia seguinte» e intradiária, em conformidade com o Regulamento (UE) 2015/1222;
- e) Redespacho de utilizadores de rede ligados à rede de transporte ou a redes de distribuição, da zona de controlo do ORT, entre dois ou mais ORT;
- f) Trocas compensatórias entre duas ou mais zonas de ofertas;
- g) Adaptação de trânsitos de potência ativa através de sistemas CCAT;
- h) Ativação de procedimentos de gestão de desvios de frequência;
- i) Restrição, em conformidade com o artigo 16.º, n.º 2, do Regulamento (CE) n.º 714/2009, da capacidade interzonal já atribuída numa situação de emergência, se a utilização dessa capacidade colocar em perigo a segurança operacional, os ORT da interligação concordarem com essa adaptação e não forem possíveis redespachos nem trocas compensatórias; e
- j) Se for caso disso, inclusão de deslastre de consumo de controlo manual em estado normal ou estado de alerta.

2. Se necessário e justificado para manter a segurança operacional, o ORT pode preparar e ativar medidas corretivas adicionais. O ORT deve comunicar e justificar esses casos à entidade reguladora competente e, se for caso disso, ao Estado-Membro pelo menos uma vez por ano após a ativação das medidas corretivas adicionais em causa. As comunicações e justificações correspondentes são igualmente publicadas. Nos casos em que as medidas corretivas adicionais afetem redes de transporte vizinhas, a Comissão Europeia ou a Agência podem solicitar à entidade reguladora competente que lhes forneça informações suplementares relativas à ativação das ditas medidas.

Artigo 23.º

Preparação, ativação e coordenação de medidas corretivas

1. Para evitar a deterioração do estado do sistema, incumbe a cada ORT preparar e ativar medidas corretivas em conformidade com os critérios estabelecidos no artigo 21.º, n.º 2, e tendo por base os seguintes elementos:

- a) Monitorização e determinação dos estados de sistema, em conformidade com o artigo 19.º;
- b) Análise de contingências na operação em tempo real, em conformidade com o artigo 34.º; e
- c) Análise de contingências no planeamento operacional, em conformidade com o artigo 72.º.

2. Ao preparar e ativar uma medida corretiva, incluindo redespachos ou trocas compensatórias, em conformidade com os artigos 25.º e 35.º do Regulamento (UE) 2015/1222, ou um procedimento do seu plano de segurança da rede que afete outros ORT, o ORT deve avaliar, em coordenação com os ORT em causa, o impacto da medida corretiva ou medida do plano de segurança da rede no interior e fora da sua zona de controlo, em conformidade com o artigo 75.º, n.º 1, o artigo 76.º, n.º 1, alínea b), e o artigo 78.º, n.ºs 1, 2 e 4, do presente regulamento, e facultar aos ORT em causa informações relativas a esse impacto.

3. Ao preparar e ativar medidas corretivas com impacto nos ORD ou URS ligados à rede de transporte, cada ORT deve, se a sua rede de transporte estiver no estado normal ou no estado de alerta, avaliar o impacto dessas medidas em coordenação com os ORD e URS afetados e selecionar medidas corretivas que contribuam para manter todas as partes envolvidas a operar em estado normal e em segurança. Incumbe a cada ORD ou URS afetado facultar ao ORT em causa as informações necessárias para esta coordenação.

4. Ao preparar e ativar medidas corretivas, cada ORT deve, se a sua rede de transporte não estiver no estado normal nem no estado de alerta, coordenar, tanto quanto possível, essas medidas com os ORD e URS afetados, para manter a segurança operacional e a integridade da rede de transporte.

Quando um ORT ativar uma medida corretiva, compete a cada ORD ou utilizador de rede significativo ligado à rede de transporte afetado executar as instruções transmitidas pelo ORT.

5. Se os congestionamentos apenas tiverem consequências no estado local na zona de controlo do ORT e a violação de segurança operacional em causa não tiver de ser gerida de modo coordenado, o ORT responsável pela gestão da violação pode decidir não ativar, para os eliminar, medidas corretivas que tenham custos.

Artigo 24.º

Disponibilidade de meios, ferramentas e recursos do ORT

1. Incumbe a cada ORT garantir a disponibilidade, a fiabilidade e a redundância do seguinte:

- a) Recursos de monitorização do estado do sistema da rede de transporte, incluindo aplicações de estimativa desse estado e recursos de controlo potência-frequência;
- b) Comandos de disjuntores, disjuntores interbarras, tomadas de regulação de transformadores e outros equipamentos que sirvam para controlar elementos da rede de transporte;
- c) Meios de comunicação com a sala de controlo de outros ORT e CSR;
- d) Ferramentas para análise da segurança operacional; e
- e) Ferramentas e meios de comunicação de que os ORT necessitem para facilitar operações de mercado transfronteiriças.

2. Se os meios, ferramentas e recursos referidos no n.º 1 afetarem os ORD ou URS ligados à rede de transporte envolvidos no fornecimento de serviços de compensação ou de serviços auxiliares, na segurança ou no restabelecimento da rede ou na disponibilização de dados operacionais em tempo real em conformidade com os artigos 44.º, 47.º, 50.º, 51.º e 52.º, o ORT e os ORD e URS em causa devem cooperar e coordenar-se entre eles para especificar e garantir a disponibilidade, a fiabilidade e a redundância dos referidos meios, ferramentas e recursos.

3. No prazo máximo de 18 meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, cada ORT deve adotar um plano de continuidade de atividades que especifique as suas respostas a perdas de ferramentas, meios e recursos críticos e contenha disposições relativas à manutenção, à substituição e ao desenvolvimento dos mesmos. O ORT deve reexaminar o seu plano de continuidade de atividades, pelo menos, anualmente e atualizá-lo após qualquer alteração significativa dos meios, ferramentas e recursos críticos ou das condições de operação da rede relevantes e sempre que seja necessário. O ORT deve comunicar aos ORD e URS em causa as partes do seu plano de continuidade de atividades que os afetem.

Artigo 25.º

Limites de segurança operacional

1. Incumbe a cada ORT especificar os limites de segurança operacional para cada elemento da sua rede de transporte, tendo em conta, pelo menos, as seguintes características físicas:

- a) Limites de tensão em conformidade com o artigo 27.º;
- b) Limites de corrente de curto-circuito, em conformidade com o artigo 30.º; e
- c) Limites de corrente em termos de limites térmicos, incluindo as sobrecargas transitórias admissíveis.

2. Ao definir os limites de segurança operacional, o ORT deve ter em conta as capacidades dos URS de evitarem saídas de serviço nas gamas de tensão e dentro dos limites de frequência correspondentes ao estado normal e ao estado de alerta.
3. Em caso de alteração de algum elemento da sua rede de transporte, o ORT deve validar e, se necessário, atualizar os limites de segurança operacional.
4. Relativamente a cada interligação, cada ORT deve acordar com o ORT vizinho limites comuns de segurança operacional em conformidade com o n.º 1.

Artigo 26.º

Plano de segurança para proteção de infraestruturas críticas

1. Incumbe a cada ORT especificar, tendo em conta o artigo 5.º da Diretiva 2008/114/CE do Conselho ⁽¹⁾, um plano de segurança confidencial que contenha uma avaliação de riscos dos ativos de que seja proprietário, ou que opere, e abranja os principais cenários de ameaça física ou informática determinados pelo Estado-Membro.
2. Esse plano de segurança deve ponderar os impactos potenciais nas redes de transporte interligadas europeias e incluir medidas organizativas e físicas destinadas a atenuar os riscos identificados.
3. Incumbe a cada ORT reexaminar regularmente o seu plano de segurança para ter em conta as alterações dos cenários de ameaça e refletir a evolução da rede de transporte.

CAPÍTULO 2

Controlo da tensão e gestão da potência reativa

Artigo 27.º

Obrigações dos ORT no que respeita a limites de tensão

1. Em conformidade com o artigo 18.º, cada ORT deve procurar garantir que, no estado normal, a tensão se mantém em regime permanente nos pontos de ligação da rede de transporte, nas gamas especificadas no anexo II, quadros 1 e 2.
2. Se, em conformidade com o artigo 16.º, n.º 2, do Regulamento (UE) 2016/631, exigir que os módulos geradores ligados a tensão nominal compreendida entre 300 kV e 400 kV se mantenham ligados na gama de tensão compreendida entre 1,05 e 1,0875 «por unidade» (pu) por tempo ilimitado, o ORT competente em Espanha deve, na observância do n.º 1, ter em conta essa gama de tensão adicional.
3. Incumbe a cada ORT definir a base de tensão para a notação em valores «pu».
4. Cada ORT deve procurar garantir que, no estado normal e após a ocorrência de uma contingência, a tensão se mantém dentro de gamas de tensão mais amplas durante períodos de operação limitados, caso exista um acordo acerca dessas gamas mais amplas com os ORD ligados à rede de transporte, os proprietários de instalações geradoras em conformidade com o artigo 16.º, n.º 2, do Regulamento (UE) 2016/631 ou os proprietários de sistemas CCAT em conformidade com o artigo 18.º do Regulamento (UE) 2016/1447.
5. Incumbe a cada ORT acordar, com os ORD ligados à rede de transporte e os utilizadores de rede significativos ligados à rede de transporte, gamas de tensão nos pontos de ligação inferiores a 110 kV, se estas forem relevantes para a observância dos limites de segurança operacional. O ORT deve procurar garantir que, no estado normal e após a ocorrência de uma contingência, a tensão se mantém dentro dos limites acordados.

⁽¹⁾ Diretiva 2008/114/CE do Conselho, de 8 de dezembro de 2008, relativa à identificação e designação das infraestruturas críticas europeias e à avaliação da necessidade de melhorar a sua proteção (JO L 345 de 23.12.2008, p. 75).

*Artigo 28.º***Obrigações dos URS no que respeita ao controlo da tensão e à gestão da potência reativa na operação da rede**

1. No prazo máximo de três meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, os URS que sejam módulos geradores ligados à rede de transporte não sujeitos ao artigo 16.º do Regulamento (UE) 2016/631, ou sistemas CCAT não sujeitos ao artigo 18.º do Regulamento (UE) 2016/1447, devem informar o seu ORT acerca das suas capacidades comparativamente aos requisitos de tensão estabelecidos num ou noutro desses artigos, declarando as suas capacidades ao nível da tensão e o tempo que podem aguentar sem se desligarem.
2. Os URS que sejam instalações de consumo sujeitas aos requisitos do artigo 3.º do Regulamento (UE) 2016/1388 não podem desligar-se devido a perturbações dentro das gamas de tensão referidas no artigo 27.º. No prazo máximo de três meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, os URS que sejam instalações de consumo ligadas à rede de transporte e não estejam sujeitos ao artigo 3.º do Regulamento (UE) 2016/1388 devem informar o seu ORT acerca das suas capacidades comparativamente aos requisitos de tensão estabelecidos no anexo II desse regulamento, declarando as suas capacidades ao nível da tensão e o tempo que podem aguentar sem se desligarem.
3. Incumbe a cada URS que seja instalação de consumo ligada à rede de transporte manter os valores de regulação de potência ativa, gamas de fator de potência e valores de regulação da tensão para controlo da tensão na gama acordada com o seu ORT em conformidade com o artigo 27.º.

*Artigo 29.º***Obrigações dos ORT no que respeita ao controlo da tensão e à gestão da potência reativa na operação da rede**

1. Se a tensão em pontos de ligação à rede de transporte estiver fora das gamas definidas no anexo II, quadros 1 e 2, do presente regulamento, o ORT deve aplicar medidas corretivas de controlo da tensão e de gestão da potência reativa em conformidade com o artigo 22.º, n.º 1, alínea c), do presente regulamento, a fim de repor a tensão nos pontos de ligação na gama especificada no anexo II, em observância da gama temporal especificada no artigo 16.º do Regulamento (UE) 2016/631 e no artigo 13.º do Regulamento (UE) 2016/1388.
2. Cada ORT deve ter em conta na sua análise de segurança operacional os valores de tensão aos quais os URS ligados à rede de transporte não sujeitos aos requisitos do Regulamento (UE) 2016/631 ou do Regulamento (UE) 2016/1388 podem desligar-se.
3. Incumbe a cada ORT garantir uma reserva de potência reativa, de volume e resposta temporal adequados, capaz de manter as tensões na sua zona de controlo e nas interligações dentro das gamas estabelecidas no anexo II.
4. Os ORT interligados por interligações em corrente alternada devem especificar em conjunto o regime de controlo de tensão adequado para garantir o respeito dos limites de segurança operacional comuns estabelecidos em conformidade com o artigo 25.º, n.º 4.
5. Incumbe a cada ORT acordar, com cada ORD ligado à rede de transporte, os valores de regulação de potência reativa, as gamas de fator de potência e os valores de regulação de tensão para controlo da tensão no ponto de ligação entre o ORT e o ORD em causa, em conformidade com o artigo 15.º do Regulamento (UE) 2016/1388. Para garantir a manutenção desses parâmetros, o ORD ligado à rede de transporte deve utilizar os seus recursos de potência reativa e tem o direito de dar instruções de controlo da tensão a URS ligados à rede de distribuição.
6. Assiste a cada ORT o direito de utilizar todas as capacidades de potência reativa ligadas à rede de transporte disponíveis na sua zona de controlo na gestão efetiva da potência reativa e na manutenção das gamas de tensão estabelecidas no anexo II, quadros 1 e 2, do presente regulamento.
7. A fim de respeitar os limites de segurança operacional e de evitar colapsos de tensão da rede de transporte, compete a cada ORT operar, direta ou indiretamente, se for caso disso em coordenação com o ORD ligado à rede de transporte, recursos de potência reativa na sua zona de controlo, incluindo o bloqueio da regulação automática de tensão/potência reativa dos transformadores, a redução da tensão e o deslastre do consumo a baixa tensão.

8. Incumbe a cada ORT determinar as medidas de controlo da tensão em coordenação com os URS e ORD ligados à rede de transporte e com os ORT vizinhos.
9. Se for relevante para o controlo da tensão e a gestão da potência reativa da rede de transporte, o ORT pode, em coordenação com um ORD, exigir a um URS ligado à rede de distribuição que siga instruções de controlo da tensão.

CAPÍTULO 3

Corrente de curto-circuito

Artigo 30.º

Gestão da corrente de curto-circuito

Incumbe a cada ORT determinar:

- a) A corrente de curto-circuito máxima à qual é excedida a capacidade nominal dos disjuntores ou de outro equipamento; e
- b) A corrente de curto-circuito mínima para o funcionamento correto do equipamento de proteção.

Artigo 31.º

Cálculo da corrente de curto-circuito e medidas conexas

1. Incumbe a cada ORT efetuar cálculos de corrente de curto-circuito para avaliar o impacto dos ORT vizinhos, dos URS ligados à rede de transporte e das redes de distribuição, incluindo redes de distribuição fechadas, ligadas à rede de transporte nos níveis de corrente de curto-circuito na sua rede de transporte. As redes de distribuição, incluindo redes de distribuição fechadas, ligadas à rede de transporte com impacto nos níveis de corrente de curto-circuito devem ser incluídas nos cálculos de corrente de curto-circuito relativos à rede de transporte em causa.
2. Ao efetuar cálculos de corrente de curto-circuito, o ORT deve:
 - a) Utilizar os dados mais exatos e de maior qualidade disponíveis;
 - b) Ter em conta as normas internacionais; e
 - c) Basear o cálculo da corrente de curto-circuito máxima nas condições operacionais que geram o nível mais elevado possível de corrente de curto-circuito, incluindo a corrente de curto-circuito proveniente de outras redes de transporte e redes de distribuição, incluindo redes de distribuição fechadas.
3. Incumbe a cada ORT aplicar medidas operacionais ou outras para evitar desvios em relação aos limites máximo e mínimo de corrente de curto-circuito referidos no artigo 25.º, em qualquer período de operação e para todo o equipamento de proteção. Caso ocorra um desvio desses, o ORT deve ativar medidas corretivas ou aplicar outras medidas para garantir o regresso às gamas definidas pelos limites referidos no artigo 25.º. Apenas se admitem desvios desses limites durante sequências de manobras.

CAPÍTULO 4

Gestão de trânsitos de energia

Artigo 32.º

Limites dos trânsitos de energia

1. Quando a rede estiver no estado normal e após a ocorrência de uma contingência da lista de contingências referida no artigo 33.º, n.º 1, incumbe a cada ORT manter os trânsitos de energia dentro dos limites de segurança operacional definidos.

2. No regime (N-1), no estado normal, incumbe a cada ORT manter os trânsitos de energia dentro dos limites das sobrecargas transitórias admissíveis referidas no artigo 25.º, n.º 1, alínea c), tendo preparado para o efeito medidas corretivas destinadas a serem aplicadas e executadas dentro dos limites temporais admitidos para essas sobrecargas.

CAPÍTULO 5

Análise de contingências e tratamento das contingências

Artigo 33.º

Listas de contingências

1. Incumbe a cada ORT estabelecer uma lista de contingências que inclua as contingências internas e as contingências externas da sua zona de observabilidade, avaliando para o efeito se alguma delas compromete a segurança operacional na sua zona de controlo. A lista de contingências deve incluir as contingências ordinárias e as contingências excecionais, identificadas por aplicação da metodologia estabelecida nos termos do artigo 75.º.
2. Ao estabelecer uma lista de contingências, o ORT atribui a cada contingência a classificação de «ordinária», «excecional» ou «fora de gama», tendo em atenção a probabilidade de ocorrência e os seguintes princípios:
 - a) Classifica as contingências da sua zona de controlo;
 - b) Quando condições operacionais ou meteorológicas aumentarem significativamente a probabilidade de uma contingência excecional, inclui-a na sua lista de contingências; e
 - c) A fim de ter em conta as contingências excecionais com elevado impacto na sua rede de transporte ou em redes de transporte vizinhas, inclui-as na sua lista de contingências.
3. Incumbe a cada ORD ligado à rede de transporte ou URS que seja instalação geradora facultar ao ORT as informações relevantes que este lhes solicite para a análise de contingências, incluindo previsões e dados em tempo real e admitindo-se agregação de dados em conformidade com o artigo 50.º, n.º 2.
4. Incumbe a cada ORT coordenar a sua análise de contingências, em termos de coerência das listas de contingências, com, pelo menos, os ORT da sua zona de observabilidade, em conformidade com o artigo 75.º.
5. O ORT deve informar os ORT da sua zona de observabilidade das contingências externas incluídas na sua lista de contingências.
6. O ORT deve informar, com antecedência suficiente, os ORT em causa da sua zona de observabilidade de quaisquer alterações topológicas que pretenda efetuar a elementos da sua rede de transporte e que constem como contingências externas das listas de contingências dos ORT em causa.
7. O ORT deve garantir que os dados em tempo real são suficientemente exatos para permitir a convergência dos cálculos de trânsito de energia efetuados na análise de contingências.

Artigo 34.º

Análise de contingências

1. Incumbe a cada ORT efetuar uma análise de contingências na sua zona de observabilidade, a fim de identificar aquelas que comprometem ou podem comprometer a segurança operacional da sua zona de controlo, e identificar as medidas corretivas que possam ser necessárias para as resolver, incluindo a atenuação do impacto de contingências excecionais.
2. O ORT deve garantir que as violações potenciais dos limites de segurança operacional na sua zona de controlo identificadas na sua análise de contingências não comprometem a segurança operacional da sua rede de transporte nem das redes de transporte interligadas.

3. O ORT deve efetuar a análise de contingências com base nas previsões de dados operacionais e nos dados operacionais em tempo real da sua zona de observabilidade. O ponto de partida da análise de contingências no regime N é a topologia relevante da rede de transporte, incluídas as indisponibilidades planeadas nas fases de planeamento operacional.

Artigo 35.º

Tratamento das contingências

1. Incumbe a cada ORT avaliar os riscos associados às contingências mediante a simulação de cada contingência da sua lista de contingências e a avaliação da possibilidade de manter a sua rede de transporte dentro dos limites de segurança operacional no regime (N-1).
2. Se concluir que os riscos associados a determinada contingência são tão significativos que poderá não lhe ser possível preparar e ativar atempadamente medidas corretivas para evitar o incumprimento do critério (N-1) ou que existe risco de propagação de uma perturbação à rede de transporte interligada, o ORT em causa deve preparar e ativar medidas corretivas que lhe permitam cumprir o critério (N-1) o mais rapidamente possível.
3. Se uma perturbação provocar um regime (N-1), cada ORT deve ativar uma medida corretiva que permita garantir a reposição da rede de transporte no estado normal o mais rapidamente possível e que o regime (N-1) em causa passa a ser o novo regime N.
4. Os ORT não estão obrigados a satisfazer o critério (N-1) nas seguintes situações:
 - a) Durante sequências de manobras;
 - a) Durante o período necessário para preparar e ativar as medidas corretivas.
5. Salvo disposição em contrário do Estado-Membro, um ORT não é obrigado a satisfazer o critério (N-1) se as consequências disso forem apenas locais, na sua zona de controlo.

CAPÍTULO 6

Proteção

Artigo 36.º

Requisitos gerais de proteção

1. Cada ORT deve operar a sua rede de transporte com equipamento de proteção e equipamento de proteção de segurança que lhe permita evitar automaticamente a propagação de perturbações que possam comprometer a segurança operacional da sua rede de transporte ou da rede interligada.
2. Pelo menos de cinco em cinco anos, incumbe a cada ORT reexaminar os seus conceitos e a sua estratégia de proteção e atualizá-los na medida do necessário para assegurar o correto funcionamento do equipamento de proteção e a manutenção da segurança operacional.
3. Após uma operação de proteção que tenha tido impacto fora da zona de controlo de um determinado ORT, incluindo as interligações, o ORT em causa deve avaliar se o equipamento de proteção da sua zona de controlo funcionou como planeado, tomando as medidas corretivas eventualmente necessárias.
4. Incumbe a cada ORT especificar, para o equipamento de proteção da sua rede de transporte, valores de regulação que assegurem uma eliminação de defeitos fiável, rápida e seletiva, incluindo uma proteção de segurança para eliminação dos defeitos em caso de anomalia de funcionamento do sistema de proteção primário.
5. Antes da entrada em serviço do equipamento de proteção e do equipamento de proteção de segurança, ou após qualquer alteração do mesmo, o ORT deve acordar com os ORT vizinhos os valores de regulação de proteção das interligações e coordenar-se com esses ORT antes de alterar regulações.

*Artigo 37.º***Configurações especiais de proteção**

Se um ORT recorrer a uma configuração especial de proteção, deve:

- a) Garantir que a configuração especial de proteção funciona com seletividade, fiabilidade e eficácia;
- b) Ao projetá-la, avaliar as consequências para a rede de transporte caso a configuração especial de proteção funcione incorretamente, tendo em conta o impacto nos ORT em causa;
- c) Verificar que a fiabilidade da configuração especial de proteção é comparável à dos sistemas de proteção utilizados na proteção primária dos elementos da rede de transporte;
- d) Operar a rede de transporte com a configuração especial de proteção dentro dos limites de segurança operacional estabelecidos em conformidade com o artigo 25.º; e
- e) Coordenar as funções, os princípios de ativação e os valores de regulação da configuração especial de proteção com os ORT vizinhos e com os URS ligados à rede de transporte e operadores de redes de distribuição, incluindo redes de distribuição fechadas, ligados à rede de transporte que sejam afetados.

*Artigo 38.º***Monitorização e avaliação da estabilidade dinâmica**

1. Incumbe a cada ORT monitorizar a estabilidade dinâmica da rede de transporte por meio de estudos realizados fora do tempo real em conformidade com o n.º 6. O ORT troca com os outros ORT da sua zona síncrona os dados relevantes para a monitorização da estabilidade dinâmica da rede de transporte.
2. O ORT deve efetuar uma avaliação da estabilidade dinâmica pelo menos uma vez por ano, a fim de identificar os limites de estabilidade e os eventuais problemas de estabilidade na sua rede de transporte. Os ORT de cada zona síncrona devem coordenar-se nas avaliações da estabilidade dinâmica, relativas à totalidade ou a parte da zona síncrona.
3. Ao efetuarem as avaliações coordenadas da estabilidade dinâmica, os ORT em causa devem estabelecer:
 - a) O âmbito da avaliação coordenada da estabilidade dinâmica, pelo menos em termos de um modelo de rede comum;
 - b) A série de dados a trocar entre eles para realizarem a avaliação coordenada da estabilidade dinâmica;
 - c) A lista de cenários mutuamente acordados para a avaliação coordenada da estabilidade dinâmica; e
 - d) A lista de perturbações ou contingências mutuamente acordadas cujo impacto a avaliação coordenada da estabilidade dinâmica pretende avaliar.
4. Em caso de problemas de estabilidade devido a oscilações interzonais mal amortecidas que afetem vários ORT de uma zona síncrona, os ORT em causa devem participar, logo que possível, numa avaliação coordenada da estabilidade dinâmica ao nível da zona síncrona, fornecendo os dados necessários para essa avaliação. Esta é iniciada e realizada pelos ORT em causa ou pela REORT para a Eletricidade.
5. Se um ORT identificar alguma influência potencial na estabilidade da tensão, do ângulo do rotor ou da frequência noutras redes de transporte, interligadas, os ORT em causa devem coordenar os métodos utilizados na avaliação da estabilidade dinâmica, fornecendo os dados necessários e planeando as medidas corretivas conjuntas destinadas a melhorar a estabilidade, incluindo os procedimentos de cooperação entre os ORT.
6. Ao decidir os métodos utilizados na avaliação da estabilidade dinâmica, o ORT deve aplicar as seguintes regras:
 - a) Se, relativamente à lista de contingências, forem atingidos limites de regime permanente antes de limites de estabilidade, deve basear a avaliação da estabilidade dinâmica unicamente nos estudos de estabilidade fora do tempo real realizados na fase de planeamento operacional a longo prazo;

- b) Se, nas condições de indisponibilidade planeadas, relativamente à lista de contingências, os limites de regime permanente forem próximos dos limites de estabilidade ou forem atingidos limites de estabilidade antes dos limites de regime permanente, enquanto persistirem essas condições deve realizar a avaliação da estabilidade dinâmica na fase de planeamento operacional para o dia seguinte. Incumbe ao ORT planejar as medidas corretivas a utilizar, se necessário, na operação em tempo real; e
- c) Se a rede de transporte estiver no regime N, relativamente à lista de contingências, e forem atingidos limites de estabilidade antes dos limites de regime permanente, deve realizar uma avaliação da estabilidade dinâmica em todas as fases do planeamento operacional; caso seja detetada uma alteração significativa do regime N, deve reavaliar os limites de estabilidade o mais rapidamente possível.

Artigo 39.º

Gestão da estabilidade dinâmica

1. Se a avaliação da estabilidade dinâmica indicar uma violação dos limites de estabilidade, os ORT em cuja zona de controlo surgiu a violação devem projetar, preparar e ativar medidas corretivas destinadas a manter estável a rede de transporte. Essas medidas corretivas podem envolver URS.
2. Incumbe a cada ORT assegurar que os tempos de eliminação de defeitos passíveis de criar instabilidades de rede de transporte em estado de área alargada são mais curtos do que o tempo crítico de eliminação de defeitos calculado pelo ORT na sua avaliação da estabilidade dinâmica realizada em conformidade com o artigo 38.º.
3. Relativamente aos requisitos de inércia mínima relevantes para a estabilidade da frequência ao nível da zona síncrona:
 - a) Os ORT da zona síncrona em causa devem realizar, no prazo máximo de dois anos após a data de entrada em vigor do presente regulamento, um estudo comum por zona síncrona para verificar se é necessário estabelecer a inércia mínima exigível, tendo em conta os custos e os benefícios, assim como as alternativas possíveis. Os ORT dão conhecimento dos seus estudos às entidades reguladoras. Os ORT devem proceder a um reexame periódico e atualizar esses estudos de dois em dois anos;
 - b) Se os estudos referidos na alínea a) demonstrarem a necessidade de estabelecer a inércia mínima exigível, os ORT da zona síncrona em causa devem desenvolver em conjunto uma metodologia para estabelecer a inércia mínima exigida para manter a segurança operacional e evitar violações dos limites de estabilidade. Essa metodologia deve respeitar os princípios da eficiência e da proporcionalidade, ser desenvolvida no prazo máximo de seis meses após a conclusão dos estudos referidos na alínea a) e ser atualizada o mais tardar seis meses após os estudos serem atualizados e ficarem disponíveis; e
 - c) Incumbe a cada ORT implantar, na operação em tempo real, a inércia mínima na sua zona de controlo, segundo a metodologia definida e os resultados obtidos em conformidade com a alínea b).

TÍTULO 2

TROCA DE DADOS

CAPÍTULO 1

Requisitos gerais da troca de dados

Artigo 40.º

Organização e qualidade da troca de dados; funções e responsabilidades na troca de dados

1. A troca e disponibilização de dados e informações nos termos do presente título devem refletir, o mais possível, as situações reais e as situações previstas da rede de transporte.
2. Cada ORT é responsável pela disponibilização e utilização de dados e informações de elevada qualidade.
3. Incumbe a cada ORT reunir as seguintes informações relativas à sua zona de observabilidade e trocar estes dados com os outros ORT, tanto quanto necessário para realizar a análise de segurança operacional em conformidade com o artigo 72.º:
 - a) Produção;
 - b) Consumo;

- c) Programação;
 - d) Balanços;
 - e) Indisponibilidades planeadas e topologias das subestações; e
 - f) Previsões.
4. O ORT deve representar as informações referidas no n.º 3 sob a forma de injeções e consumos em cada nó do seu modelo de rede individual referido no artigo 64.º
5. Em coordenação com os ORD e os URS, o ORT deve determinar a aplicabilidade e o âmbito da troca de dados com base nas seguintes categorias:
- a) Dados estruturais, em conformidade com o artigo 48.º;
 - b) Dados de programação e de previsões, em conformidade com o artigo 49.º;
 - c) Dados em tempo real, em conformidade com os artigos 44.º, 47.º e 50.º; e
 - d) Disposições em conformidade com os artigos 51.º, 52.º e 53.º.
6. No prazo máximo de seis meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, os ORT devem acordar entre si os requisitos, funções e responsabilidades organizativos fundamentais relativos à troca de dados. Estes requisitos, funções e responsabilidades devem ter em conta e, se necessário, completar as condições operacionais da metodologia de fornecimento de dados de produção e de consumo elaborada em conformidade com o artigo 16.º do Regulamento (UE) 2015/1222. Aplicam-se a todas as disposições relativas a troca de dados estabelecidas no presente título e devem incidir, nomeadamente, nos seguintes elementos:
- a) Obrigações dos ORT de comunicarem sem demora aos ORT vizinhos as alterações de regulações de proteção, limites térmicos e capacidades técnicas nas interligações entre as zonas de controlo respetivas;
 - b) Obrigações dos ORD diretamente ligados à rede de transporte de informarem os ORT a que estão ligados, nos prazos acordados, das alterações de quaisquer dados ou informações previstos no presente título;
 - c) Obrigações dos ORD adjacentes e/ou dos ORD a jusante relativamente aos ORD a montante de se informarem mutuamente, nos prazos acordados, das alterações de quaisquer dados ou informações previstos no presente título;
 - d) Obrigações dos URS de informarem o seu ORT ou ORD, nos prazos acordados, das alterações relevantes de quaisquer dados ou informações previstos no presente título;
 - e) Teor pormenorizado dos dados e informações previstos no presente título, incluindo princípios fundamentais, tipo de dados, meios de comunicação, modelos e normas a aplicar, prazos e responsabilidades;
 - f) Marcas temporais e frequência da disponibilização dos dados e informações a fornecer pelos ORD e URS e a utilizar pelos ORT nos diversos prazos. É necessário definir a frequência das trocas de informações relativamente aos dados em tempo real, aos dados programados e à atualização de dados estruturais; e
 - g) Modelo a utilizar na comunicação dos dados e informações previstos no presente título.

A REORT para a Eletricidade publica estes requisitos, funções e responsabilidades organizativos.

7. No prazo máximo de 18 meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, incumbe a cada ORT acordar com os ORD em causa processos eficazes, eficientes e proporcionados de troca de dados e de gestão dessa troca entre eles, incluindo, quando necessário para uma operação eficiente das redes, a disponibilização de dados relativos às redes de distribuição e aos URS. Sem prejuízo do disposto no n.º 6, alínea g), cada ORT deve acordar com os ORD em causa o modelo a utilizar na troca de dados.

8. Os URS ligados à rede de transporte devem ter acesso aos dados relativos às suas instalações de rede em serviço no ponto de ligação.

9. Incumbe a cada ORT acordar com os ORD ligados à rede de transporte o âmbito das informações adicionais a trocar entre eles no tocante às instalações de rede em serviço.

10. Assiste aos ORD com pontos de ligação a redes de transporte o direito de receberem dos ORT em causa as informações estruturais, de programação e em tempo real relevantes e de obterem dos ORD vizinhos as informações estruturais, de programação e em tempo real relevantes. Os ORD vizinhos devem coordenar-se para determinar o âmbito das informações a trocar.

CAPÍTULO 2

Troca de dados entre ORT

Artigo 41.º

Troca de dados estruturais e de dados de previsões

1. Os ORT vizinhos devem trocar entre si pelo menos as seguintes informações estruturais relativas à zona de observabilidade:

- a) Topologia regular das subestações e outros dados relevantes, por nível de tensão;
- b) Dados técnicos das linhas de transporte;
- c) Dados técnicos sobre os transformadores que ligam os ORD, os URS que são instalações de consumo e os transformadores-bloco de geradores de URS que são instalações geradoras;
- d) Potência ativa e potência reativa máximas e mínimas dos URS que são módulos geradores;
- e) Dados técnicos sobre os transformadores desfasadores;
- f) Dados técnicos sobre os sistemas CCAT;
- g) Dados técnicos sobre as reatâncias, baterias de condensadores e compensadores estáticos de potência reativa (volt-ampere reativo, var); e
- h) Limites de segurança operacional definidos por cada ORT em conformidade com o artigo 25.º.

2. Para coordenarem a proteção das suas redes de transporte, os ORT vizinhos devem trocar os valores de regulação de proteção das linhas cujas contingências figurem como contingências externas nas suas listas de contingências.

3. Para coordenarem entre eles as suas análises de segurança operacional e para estabelecerem o modelo de rede comum em conformidade com os artigos 67.º, 68.º, 69.º e 70.º, cada ORT deve trocar, no mínimo com os outros ORT da mesma zona síncrona, pelo menos os seguintes dados:

- a) Topologia das redes de transporte a tensão igual ou superior a 220 kV da sua zona de controlo;
- b) Modelo ou equivalente da rede de transporte a tensão inferior a 220 kV com impacto significativo na rede de transporte do ORT em causa;
- c) Limites térmicos dos elementos da rede de transporte; e
- d) Previsão realista e exata da quantidade agregada de injeção e de consumo, por fonte de energia primária, em cada nó da rede de transporte, para os diferentes períodos de operação.

4. A fim de coordenar e de realizar as avaliações da estabilidade dinâmica em conformidade com o artigo 38.º, n.ºs 2 e 4, incumbe a cada ORT trocar os seguintes dados com os outros ORT da mesma zona síncrona ou da parte de zona síncrona relevante:

- a) Dados referentes aos URS que são módulos geradores relativos (lista não-exaustiva):
 - i) Aos parâmetros elétricos do alternador adequados para a avaliação da estabilidade dinâmica, incluindo a inércia total;
 - ii) Aos modelos de proteção;
 - iii) Ao alternador e à máquina motriz primária;

- iv) À descrição do transformador elevador;
 - v) Aos valores mínimo e máximo de potência reativa;
 - vi) Aos modelos de tensão e aos modelos de controlador de velocidade; e
 - vii) Aos modelos de máquina motriz primária e aos modelos de sistema de excitação adequados para grandes perturbações;
- b) Dados referentes ao tipo de regulação e à gama de regulação da tensão relativos aos comutadores de derivação, incluindo a descrição dos comutadores de derivação em carga existentes, e dados referentes ao tipo de regulação e à gama de regulação da tensão relativos aos transformadores elevadores e de rede; e
- c) Dados referentes aos modelos dinâmicos de sistema ou de dispositivo e regulações conexas, adequados para grandes perturbações, relativos aos sistemas CCAT e aos dispositivos STFCA.

Artigo 42.º

Troca de dados em tempo real

1. Em conformidade com os artigos 18.º e 19.º, incumbe a cada ORT trocar com os outros ORT da mesma zona síncrona os seguintes dados relativos ao estado do sistema da sua rede de transporte, utilizando para o efeito a ferramenta informática de troca pan-europeia de dados em tempo real disponibilizada pela REORT para a Eletricidade:

- a) Frequência;
- b) Erro de controlo no restabelecimento da frequência;
- c) Medições das trocas de potência ativa entre zonas CPF;
- d) Injeção de produção agregada;
- e) Estado do sistema, em conformidade com o artigo 18.º;
- f) Valor de regulação do controlador potência-frequência; e
- g) Troca de energia através de interligações virtuais.

2. Incumbe a cada ORT, por meio da troca de dados em tempo real entre os sistemas de aquisição de dados e de controlo de supervisão (supervisory control and data acquisition — SCADA) e os sistemas de gestão de energia dos ORT, trocar com os outros ORT da sua zona de observabilidade os seguintes dados relativos à sua rede de transporte:

- a) Topologia real das subestações;
- b) Potência ativa e potência reativa nas saídas de linha, incluindo linhas de transporte, linhas de distribuição e linhas de ligação de URS;
- c) Potência ativa e potência reativa nas saídas de transformadores, incluindo transformadores de rede de transporte e de rede de distribuição e transformadores de ligação de URS;
- d) Potência ativa e potência reativa nas saídas de instalações geradoras;
- e) Posições de regulação dos transformadores, incluindo transformadores desfasadores;
- f) Tensão estimada ou medida dos barramentos;
- g) Potência reativa nas saídas das reatâncias ou de baterias de condensadores ou provenientes de compensadores VAR estáticos; e
- h) Restrições às capacidades de fornecimento de potência ativa e de potência reativa relativamente à zona de observabilidade.

3. Assiste a cada ORT o direito de solicitar a cada ORT da sua zona de observabilidade que lhe forneça instantâneos de tempo real dos dados de estado estimados da zona de controlo do ORT em causa, se isso for relevante para a segurança operacional da rede de transporte do primeiro.

CAPÍTULO 3

Troca de dados entre ORT e ORD da zona de controlo do ORT

Artigo 43.º

Troca de dados estruturais

1. Incumbe a cada ORT determinar, com base na metodologia desenvolvida em conformidade com o artigo 75.º, a zona de observabilidade das redes de distribuição ligadas à rede de transporte que lhe seja necessária para determinar, com exatidão e eficiência, o estado do sistema.
2. Se considerar que uma rede de distribuição não ligada à rede de transporte influencia significativamente, em termos de tensão, trânsitos de energia ou outros parâmetros elétricos, a representação do comportamento da rede de transporte, o ORT deve definir a rede de distribuição em causa como parte da zona de observabilidade, em conformidade com o artigo 75.º.
3. As informações estruturais relativas à zona de observabilidade referida nos n.ºs 1 e 2 que cada ORD deve fornecer ao ORT devem incluir, pelo menos, o seguinte:
 - a) As subestações, por nível de tensão;
 - b) As linhas de ligação das subestações referidas na alínea a);
 - c) Os transformadores das subestações referidas na alínea a);
 - d) Os URS; e
 - e) As reatâncias e baterias de condensadores ligadas às subestações referidas na alínea a).
4. Incumbe a cada ORD ligado à rede de transporte fornecer ao ORT, pelo menos semestralmente, uma atualização das informações estruturais previstas no n.º 3.
5. Incumbe a cada ORD ligado à rede de transporte fornecer ao ORT, pelo menos uma vez por ano, por fonte de energia primária, a capacidade geradora agregada total dos módulos geradores do tipo A sujeitos aos requisitos do Regulamento (UE) 2016/631 e as melhores estimativas possíveis da capacidade geradora dos módulos geradores do tipo A não sujeitos a esses requisitos ou abrangidos por uma derrogação do Regulamento (UE) 2016/631, ligados à sua rede de distribuição, assim como as informações conexas relativas ao comportamento dos mesmos em termos de frequências.

Artigo 44.º

Troca de dados em tempo real

Salvo disposição em contrário do ORT, incumbe a cada ORD fornecer ao seu ORT, em tempo real, as informações referentes à zona de observabilidade deste referidas no artigo 43.º, n.ºs 1 e 2, nomeadamente:

- a) Topologia real das subestações;
- b) Potência ativa e potência reativa nas saídas de linha;
- c) Potência ativa e potência reativa nas saídas de transformadores;
- d) Injeção de potência ativa e de potência reativa nas saídas de instalações geradoras;
- e) Posições das tomadas dos transformadores ligados à rede de transporte;
- f) Tensões dos barramentos;
- g) Potência reativa nas saídas das reatâncias ou de baterias de condensadores;
- h) Melhores dados disponíveis de produção agregada, por fonte de energia primária, na zona do ORD; e
- i) Melhores dados disponíveis de consumo agregado na zona do ORD.

CAPÍTULO 4

Troca de dados entre ORT e proprietários de interligações ou de outras linhas e de módulos geradores ligados à rede de transporte

Artigo 45.º

Troca de dados estruturais

1. Incumbe a cada URS proprietário de instalação geradora que seja proprietário de um módulo gerador do tipo D ligado à rede de transporte fornecer ao ORT, pelo menos, os seguintes dados:

- a) Dados gerais do módulo gerador, incluindo a capacidade instalada e a fonte de energia primária;
- b) Dados da turbina e da instalação geradora, incluindo o tempo de arranque a frio e a quente;
- c) Dados para o cálculo da corrente de curto-circuito;
- d) Dados do transformador da instalação geradora;
- e) Dados RCF dos módulos geradores que ofereçam ou prestem serviço de reserva de contenção da frequência, em conformidade com o artigo 154.º;
- f) Dados RRF dos módulos geradores que ofereçam ou prestem serviço de reserva de restabelecimento da frequência, em conformidade com o artigo 158.º;
- g) Dados RR dos módulos geradores que ofereçam ou prestem serviço de reserva de reposição, em conformidade com o artigo 161.º;
- h) Dados necessários para o restabelecimento da rede de transporte;
- i) Dados e modelos necessários para a simulação dinâmica;
- j) Dados das proteções;
- k) Dados necessários para determinar os custos das medidas corretivas em conformidade com o artigo 78.º, n.º 1, alínea b); se o ORT recorrer a mecanismos de mercado, em consonância com o artigo 4.º, n.º 2, alínea d), considera-se suficiente a indicação dos preços a pagar pelo ORT;
- l) Capacidade de controlo da potência reativa e da tensão.

2. Incumbe a cada URS proprietário de instalação geradora que seja proprietário de um módulo gerador do tipo B ou C ligado à rede de transporte fornecer ao ORT, pelo menos, os seguintes dados:

- a) Dados gerais do módulo gerador, incluindo a capacidade instalada e a fonte de energia primária;
- b) Dados para o cálculo da corrente de curto-circuito;
- c) Dados RCF, conformes com a definição e os requisitos do artigo 173.º, dos módulos geradores que ofereçam ou prestem serviço de reserva de contenção da frequência;
- d) Dados RRF dos módulos geradores que ofereçam ou prestem serviço de reserva de restabelecimento da frequência;
- e) Dados RR dos módulos geradores que ofereçam ou prestem serviço de reserva de reposição;
- f) Dados das proteções;
- g) Capacidade de controlo da potência reativa;
- h) Dados necessários para determinar os custos das medidas corretivas em conformidade com o artigo 78.º, n.º 1, alínea b); se o ORT recorrer a mecanismos de mercado, em consonância com o artigo 4.º, n.º 2, alínea d), considera-se suficiente a indicação dos preços a pagar pelo ORT;
- i) Dados necessários para a avaliação da estabilidade dinâmica, em conformidade com o artigo 38.º.

3. O ORT pode solicitar ao proprietário de instalação geradora que seja proprietário de um módulo gerador ligado à rede de transporte que lhe forneça os dados adicionais necessários para a análise de segurança operacional, em conformidade com a parte III, título 2.
4. Incumbe a cada proprietário de sistema CCAT ou proprietário de interligação fornecer ao ORT os seguintes dados relativos ao sistema CCAT ou à interligação em causa:
 - a) Dados da placa de identificação da instalação;
 - b) Dados dos transformadores;
 - c) Dados relativos aos filtros e às baterias de filtros;
 - d) Dados de compensação de potência reativa;
 - e) Capacidade de controlo de potência ativa;
 - f) Capacidade de controlo da tensão e da potência reativa;
 - g) Caso exista, priorização do modo operacional ativo ou reativo;
 - h) Capacidade de resposta à frequência;
 - i) Modelos dinâmicos para simulação dinâmica;
 - j) Dados das proteções; e
 - k) Capacidade de suportar cavas de tensão.
5. Incumbe ao proprietário de cada interligação em corrente alternada fornecer ao ORT, pelo menos, os seguintes dados:
 - a) Dados da placa de identificação da instalação;
 - b) Parâmetros elétricos;
 - c) Proteções associadas.

Artigo 46.º

Troca de dados programados

1. Incumbe a cada URS proprietário de instalação geradora que seja proprietário de um módulo gerador do tipo B, C ou D ligado à rede de transporte fornecer ao ORT, pelo menos, os seguintes dados:
 - a) Potência ativa programada e reservas de potência ativa disponíveis, intradiárias e «para o dia seguinte», em termos de quantidade e de disponibilidade;
 - b) Sem demora, as restrições de potência ativa e as indisponibilidades programadas;
 - c) As restrições previstas da capacidade de controlo de potência reativa; e
 - d) Como exceção ao disposto nas alíneas a) e b), nas regiões com sistema de despacho central, os dados solicitados pelo ORT para a sua programação da emissão de potência ativa.
2. Incumbe a cada operador de sistema CCAT fornecer aos ORT, pelo menos, os seguintes dados:
 - a) A programação e disponibilidade de potência ativa, intradiárias e «para o dia seguinte»;
 - b) Sem demora, as suas restrições de potência ativa e as suas indisponibilidades programadas; e
 - c) As restrições previstas da capacidade de controlo de tensão ou de potência reativa.
3. Incumbe a cada operador de linhas ou interligações em corrente alternada fornecer aos ORT os seus dados de restrições de potência ativa e de indisponibilidades programadas.

Artigo 47.º

Troca de dados em tempo real

1. Salvo disposição em contrário do ORT, incumbe a cada URS proprietário de instalação geradora que seja proprietário de um módulo gerador do tipo B, C ou D fornecer ao ORT, em tempo real, pelo menos os seguintes dados:

- a) Posição dos disjuntores no ponto de ligação ou noutro ponto de interação acordado com o ORT;
- b) Potência ativa e potência reativa no ponto de ligação ou noutro ponto de interação acordado com o ORT; e
- c) No caso das instalações geradoras cujo consumo não seja auxiliar, a potência ativa e a potência reativa líquidas.

2. Salvo disposição em contrário do ORT, incumbe ao proprietário de cada sistema CCAT ou interligação em corrente alternada fornecer aos ORT, em tempo real, pelo menos os seguintes dados relativos ao ponto de ligação do sistema CCAT ou da ligação em corrente alternada em causa:

- a) Posição dos disjuntores;
- b) Estado de operação; e
- c) Potência ativa e potência reativa.

CAPÍTULO 5

Troca de dados entre ORT, ORD e módulos geradores ligados a redes de distribuição

Artigo 48.º

Troca de dados estruturais

1. Salvo disposição em contrário do ORT, incumbe a cada proprietário de instalação geradora que seja proprietário de um módulo gerador URS, em conformidade com o artigo 2.º, n.º 1, alínea a), procedendo à agregação dos URS ligados à rede de distribuição, em conformidade com o artigo 2.º, n.º 1, alínea e), fornecer ao ORT e ao ORD com o qual o módulo gerador tenha ponto de ligação pelo menos os seguintes dados:

- a) Dados gerais do módulo gerador, incluindo a capacidade instalada e a fonte de energia primária ou o tipo de combustível;
- b) Dados RCF, conformes com a definição e os requisitos do artigo 173.º, das instalações geradoras que ofereçam ou prestem serviço de reserva de contenção da frequência;
- c) Dados RRF das instalações geradoras que ofereçam ou prestem serviço de reserva de restabelecimento da frequência;
- d) Dados RR dos módulos geradores que ofereçam ou prestem serviço de reserva de reposição;
- e) Dados das proteções;
- f) Capacidade de controlo da potência reativa;
- g) Capacidade de acesso remoto ao disjuntor;
- h) Dados necessários para a simulação dinâmica, em conformidade com as disposições do Regulamento (UE) 2016/631;
e
- i) Nível de tensão e localização de cada módulo gerador.

2. Incumbe a cada proprietário de instalação geradora que seja proprietário de um módulo gerador URS, em conformidade com o artigo 2.º, n.º 1, alíneas a) e e), informar o ORT e o ORD com o qual o módulo gerador tenha ponto de ligação, dentro do prazo máximo acordado e o mais tardar aquando da primeira entrada em serviço ou de qualquer alteração da instalação existente, de qualquer alteração de âmbito ou teor dos dados referidos no n.º 1.

*Artigo 49.º***Troca de dados programados**

Salvo disposição em contrário do ORT, incumbe a cada proprietário de instalação geradora que seja proprietário de um módulo gerador URS, em conformidade com o artigo 2.º, n.º 1, alíneas a) e e), ligado à rede de distribuição fornecer ao ORT e ao ORD com o qual o módulo gerador tenha ponto de ligação pelo menos os seguintes dados:

- a) As suas indisponibilidades programadas, as suas restrições de potência ativa programadas e a sua programação previsional de emissão de potência ativa no ponto de ligação;
- b) As restrições previstas da capacidade de controlo de potência reativa; e
- c) Como exceção ao disposto nas alíneas a) e b), nas regiões com sistema de despacho central, os dados solicitados pelo ORT para a sua programação da emissão de potência ativa.

*Artigo 50.º***Troca de dados em tempo real**

1. Salvo disposição em contrário do ORT, incumbe a cada proprietário de instalação geradora que seja proprietário de um módulo gerador URS, em conformidade com o artigo 2.º, n.º 1, alíneas a) e e), ligado à rede de distribuição fornecer, em tempo real, ao ORT e ao ORD com o qual o módulo gerador tenha ponto de ligação pelo menos os seguintes dados:

- a) Estado dos dispositivos de seccionamento e dos disjuntores no ponto de ligação; e
- b) Trânsito de potência ativa, trânsito de potência reativa, corrente e tensão no ponto de ligação.

2. Incumbe a cada ORT definir, em coordenação com os ORD responsáveis, que URS podem ser isentos de fornecer os dados em tempo real referidos no n.º 1 diretamente ao ORT. Nesses casos, os ORT e ORD responsáveis devem acordar entre eles os dados em tempo real agregados dos URS em causa a fornecer ao ORT.

*Artigo 51.º***Troca de dados relativos a módulos geradores significativos entre ORT e ORD**

1. Salvo disposição em contrário do ORT, incumbe a cada ORD fornecer ao seu ORT, com a frequência e o pormenor por este solicitados, as informações especificadas nos artigos 48.º, 49.º e 50.º.

2. O ORT disponibiliza a cada ORD a cuja rede de distribuição estejam ligados URS as informações especificadas nos artigos 48.º, 49.º e 50.º que o ORD lhe solicite.

3. O ORT pode solicitar a um proprietário de instalação geradora que seja proprietário de um módulo gerador URS, em conformidade com o artigo 2.º, n.º 1, alíneas a) e e), ligado à rede de distribuição os dados adicionais necessários para a análise de segurança operacional e para a validação dos modelos.

*CAPÍTULO 6***Troca de dados entre ORT e instalações de consumo***Artigo 52.º***Troca de dados entre ORT e instalações de consumo ligadas à rede de transporte**

1. Salvo disposição em contrário do ORT, incumbe ao proprietário de cada instalação de consumo ligada à rede de transporte fornecer ao ORT os seguintes dados estruturais:

- a) Dados elétricos dos transformadores ligados à rede de transporte;

- b) Características da carga da instalação de consumo; e
 - c) Características do controlo de potência reativa.
2. Salvo disposição em contrário do ORT, incumbe ao proprietário de cada instalação de consumo ligada à rede de transporte fornecer ao ORT os seguintes dados:
- a) O consumo programado de potência ativa e a previsão de consumo de potência reativa intradiários e «para o dia seguinte», incluindo as alterações dessas programações e previsões;
 - b) As restrições previstas da capacidade de controlo de potência reativa;
 - c) Em caso de participação na resposta do consumo, a programação das suas gamas de potências estruturais mínima e máxima a reduzir; e
 - d) Como exceção ao disposto na alínea a), nas regiões com sistema de despacho central, os dados solicitados pelo ORT para a sua programação da emissão de potência ativa.
3. Salvo disposição em contrário do ORT, incumbe ao proprietário de cada instalação de consumo ligada à rede de transporte fornecer ao ORT, em tempo real, os seguintes dados:
- a) Potência ativa e potência reativa no ponto de ligação; e
 - b) Limites mínimo e máximo da potência a reduzir.
4. O proprietário de cada instalação de consumo ligada à rede de transporte tem de descrever ao seu ORT o comportamento da instalação em causa nas gamas de tensão referidas no artigo 27.º

Artigo 53.º

**Troca de dados entre ORT e instalações de consumo ligadas à rede de distribuição ou partes
terceiras participantes na resposta do consumo**

1. Salvo disposição em contrário do ORT, incumbe a cada URS que seja instalação de consumo ligada à rede de distribuição e participe na resposta do consumo sem ser por intermédio de partes terceiras fornecer ao ORT e ao ORD os seguintes dados de programação e em tempo real:
- a) Potência ativa estrutural mínima e máxima disponível para resposta do consumo e duração mínima e máxima das utilizações potenciais dessa potência nesta resposta;
 - b) Previsão da potência ativa irrestrita disponível para resposta do consumo e as respostas no consumo planeadas;
 - c) Potência ativa e potência reativa, em tempo real, no ponto de ligação; e
 - d) Confirmação da aplicação das estimativas dos valores reais de resposta do consumo.
2. Salvo disposição em contrário do ORT, incumbe a cada URS que seja parte terceira na resposta do consumo definida no artigo 27.º do Regulamento (UE) 2016/1388, fornecer ao ORT e ao ORD, para o dia seguinte, bem como em tempo quase real, em nome de todas as suas instalações de consumo ligadas à rede de distribuição, os seguintes dados:
- a) Potência ativa estrutural mínima e máxima disponível para resposta do consumo e duração mínima e máxima das ativações potenciais dessa resposta em áreas geográficas específicas definidas pelo ORT e pelo ORD;
 - b) Previsão da potência ativa irrestrita disponível para resposta do consumo e os níveis de resposta do consumo planeados em áreas geográficas específicas definidas pelo ORT e pelo ORD;
 - c) Potência ativa e potência reativa em tempo real; e
 - d) Confirmação da aplicação das estimativas dos valores reais de resposta do consumo.

TÍTULO 3

CONFORMIDADE

CAPÍTULO 1

Funções e responsabilidades

Artigo 54.º

Responsabilidade dos URS

1. Incumbe a cada URS comunicar ao ORT ou ao ORD com o qual tenha ponto de ligação, antes de a realizar, qualquer alteração planeada das suas capacidades técnicas que possa influenciar a sua conformidade com os requisitos do presente regulamento.
2. Incumbe a cada URS comunicar ao ORT ou ao ORD com o qual tenha ponto de ligação, o mais rapidamente possível após a ocorrência da mesma, qualquer perturbação operacional na sua instalação que possa influenciar a sua conformidade com os requisitos do presente regulamento.
3. Incumbe a cada URS comunicar ao ORT ou ao ORD com o qual tenha ponto de ligação, atempadamente e antes do início dos mesmos, os calendários e procedimentos de ensaio previstos para verificar a conformidade da sua instalação com os requisitos do presente regulamento. Os calendários e procedimentos de ensaio previstos carecem de aprovação prévia, atempada, do ORT ou ORD e a aprovação não pode ser negada sem motivo razoável. Se o URS tiver um ponto de ligação com o ORD e só interagir, em conformidade com o n.º 2, com este, o ORT tem o direito de solicitar ao ORD em causa os resultados dos ensaios de conformidade com relevância para a segurança operacional da sua rede de transporte.
4. O ORT ou o ORD podem, nos termos do artigo 41.º, n.º 2, do Regulamento (UE) 2016/631 e do artigo 35.º, n.º 2, do Regulamento (UE) 2016/1388, exigir ao URS que realize simulações e ensaios de conformidade, em observância desses regulamentos, em qualquer momento ao longo do tempo de vida da sua instalação, designadamente após a ocorrência de um defeito, alteração ou substituição de equipamento passível de influenciar a conformidade da instalação em causa com os requisitos do presente regulamento, referentes à capacidade da instalação de atingir os valores declarados, aos requisitos temporais aplicáveis a esses valores e à disponibilidade ou ao fornecimento contratado de serviços auxiliares. As partes terceiras fornecedoras de resposta do consumo diretamente ao ORT, os fornecedores de redespacho de módulos geradores ou de instalações de consumo por meio de agregação e os outros fornecedores de reservas de potência ativa devem garantir que as instalações do seu portfólio satisfazem os requisitos do presente regulamento.

Artigo 55.º

Tarefas dos ORT na operação da rede

O ORT é responsável pela segurança operacional da sua zona de controlo, competindo-lhe, nomeadamente:

- a) Desenvolver e implantar instrumentos de operação da rede que sejam relevantes para a sua zona de controlo, relativos ao planeamento operacional e à operação em tempo real;
- b) Desenvolver e implantar instrumentos e soluções de prevenção e correção de perturbações;
- c) Utilizar serviços prestados por partes terceiras, mediante concurso, se for caso disso, como redespacho ou trocas compensatórias, serviços de gestão de congestionamentos, reservas de produção e outros serviços auxiliares;
- d) Respeitar a escala de classificação de incidentes adotada pela REORT para a Eletricidade em conformidade com o artigo 8.º, n.º 3, alínea a), do Regulamento (CE) n.º 714/2009 e apresentar a esta última as informações necessárias para a realização das tarefas de elaboração dessa escala; e
- e) Monitorizar anualmente a adequação dos instrumentos de operação da rede estabelecidos em conformidade com as alíneas a) e b) que sejam necessários para manter a segurança operacional. Incumbe a cada ORT identificar os melhoramentos que se justifiquem desses instrumentos de operação da rede, tendo em atenção os relatórios anuais baseados na escala de classificação de incidentes elaborados pela REORT para a Eletricidade em conformidade com o artigo 15.º. O ORT põe seguidamente em prática os melhoramentos que identifique.

CAPÍTULO 2

Ensaaios operacionais

Artigo 56.º

Finalidade e responsabilidades

1. Os ORT e os ORD ou URS ligados à rede de transporte podem, cada um deles, efetuar ensaios operacionais respetivamente aos elementos da sua rede de transporte e às suas instalações, em condições operacionais simuladas e durante períodos limitados. Nesse caso, devem comunicá-lo atempadamente, antes de iniciarem os ensaios, e devem minimizar os efeitos na operação da rede em tempo real. Os ensaios operacionais devem ter por objetivo:

- a) Provar a conformidade dos novos elementos da rede de transporte que entrem pela primeira vez em serviço com as disposições operacionais técnicas e organizativas relevantes do presente regulamento;
- b) Provar a conformidade das novas instalações do URS ou do ORD que entrem pela primeira vez em serviço com as disposições operacionais técnicas e organizativas relevantes do presente regulamento;
- c) Provar a conformidade com as disposições operacionais técnicas e organizativas relevantes do presente regulamento após qualquer alteração, com relevância para a operação da rede, de elementos da rede de transporte ou de instalações do URS ou do ORD;
- d) Avaliar os possíveis efeitos negativos de defeitos, curto-circuitos ou outros incidentes não-planeados ou imprevistos na operação da rede, em elementos da rede de transporte ou em instalações do URS ou do ORD.

2. Os ORT, ORD ou URS utilizam os resultados dos ensaios operacionais referidos no n.º 1 para o seguinte:

- a) Os ORT, para assegurar o correto funcionamento dos elementos da rede de transporte;
- b) Os ORD e os URS, para assegurar a correta operação da rede de distribuição e das instalações dos URS;
- c) Os ORT, os ORD ou os URS, para manterem as práticas operacionais existentes e desenvolverem novas práticas operacionais;
- d) Os ORT, para garantirem a prestação dos serviços auxiliares;
- e) Os ORT, os ORD ou os URS, para obterem informações sobre o desempenho de elementos da rede de transporte e de instalações dos URS ou do ORD em quaisquer condições e em conformidade com as disposições operacionais relevantes do presente regulamento, em termos de:
 - i) Aplicação controlada de variações de frequência ou de tensão destinadas a recolher informações sobre o comportamento da rede de transporte e dos elementos em causa; e
 - ii) Ensaios de práticas operacionais em estado de emergência e em estado de reposição.

3. Os ORT devem garantir que os ensaios operacionais não comprometem a segurança operacional da sua rede de transporte. Um ensaio operacional pode ser adiado ou interrompido devido a condições de rede não-planeadas ou por razões ligadas à segurança do pessoal, da população em geral, da instalação ou dos equipamentos ensaiados, de elementos da rede de transporte ou de instalações de ORD ou de URS.

4. Caso o estado do sistema de transporte na qual se realiza o ensaio operacional se degrade, o ORT dessa rede tem o direito de interromper o ensaio. Se a realização do ensaio afetar outro ORT e o estado do sistema deste também se degradar, o ORT, URS ou ORD que realiza o ensaio, uma vez informado disso pelo ORT em causa, põe imediatamente termo ao ensaio operacional.

5. Incumbe a cada ORT garantir que os resultados dos ensaios operacionais relevantes realizados e as análises correspondentes:

- a) São incorporados no processo de formação e de certificação do pessoal que se ocupa da operação em tempo real;

- b) São utilizados no processo de investigação e desenvolvimento da REORT para a Eletricidade; e
- c) São utilizados para melhorar as práticas operacionais, incluindo no estado de emergência e no estado de reposição.

Artigo 57.º

Análises e ensaios operacionais

1. Assiste a um ORT ou ORD com o qual um determinado URS tenha ponto de ligação o direito de, em qualquer momento ao longo do tempo de vida da instalação, ensaiar a conformidade do URS em causa com os requisitos do presente regulamento, com a entrada ou saída expectável do mesmo e com o fornecimento de serviços auxiliares contratado ao URS. Antes de dar início aos ensaios operacionais, o ORT ou ORD deve comunicar atempadamente ao URS o procedimento a seguir nesses ensaios.
2. O ORT ou ORD com o qual o URS tem ponto de ligação publica a lista das informações e dos documentos a fornecer e dos requisitos a preencher pelo URS para efeitos dos ensaios operacionais de conformidade. Essa lista deve abranger, pelo menos, o seguinte:
 - a) Documentação e certificados de equipamento a facultar pelo URS;
 - b) Dados técnicos da instalação URS relevantes para a operação da rede;
 - c) Requisitos dos modelos de avaliação da estabilidade dinâmica; e
 - d) Estudos do URS demonstrativos do desfecho expectável da avaliação da estabilidade dinâmica, se for caso disso.
3. Se for caso disso, incumbe ao ORT ou ORD publicar as responsabilidades atribuídas ao URS e ao ORT ou ORD nos ensaios operacionais de conformidade.

TÍTULO 4

FORMAÇÃO

Artigo 58.º

Programa de formação

1. No prazo máximo de 18 meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, cada ORT deve elaborar e adotar:
 - a) Um programa de formação inicial para a certificação e um programa permanente para a formação contínua, destinados ao seu pessoal incumbido da operação da rede de transporte em tempo real;
 - b) Um programa de formação para o seu pessoal incumbido do planeamento operacional. Incumbe a cada ORT contribuir para a elaboração e adoção de programas de formação do pessoal dos coordenadores de segurança regionais em causa;
 - c) Um programa de formação para o seu pessoal incumbido da compensação.
2. Os programas de formação dos ORT devem incluir o conhecimento dos elementos da rede de transporte, a operação desta, a utilização dos sistemas e processos do posto de trabalho, as operações entre ORT, os arranjos de mercado, o reconhecimento de situações excecionais da operação da rede e a resposta a essas situações e atividades e ferramentas de planeamento operacional.
3. Na sua formação inicial, o pessoal do ORT incumbido da operação da rede de transporte em tempo real deve ser formado em aspetos de interoperabilidade de redes de transporte, com base em experiências operacionais e na formação conjunta com os ORT vizinhos em conformidade com o artigo 63.º. Esta formação em interoperabilidade deve incluir a preparação e a ativação das medidas corretivas coordenadas necessárias em todos os estados de sistema.
4. O ORT deve incluir no programa de formação do seu pessoal incumbido da operação da rede de transporte em tempo real a frequência das ações de formação e os seguintes tópicos:
 - a) Descrição dos elementos da rede de transporte;

- b) Operação da rede de transporte em todos os estados do sistema, incluindo a reposição;
- c) Utilização dos sistemas e processos;
- d) Coordenação dos arranjos operacionais e de mercado entre ORT;
- e) Reconhecimento de situações operacionais excecionais e resposta a essas situações;
- f) Domínios relevantes da eletrotecnia;
- g) Aspectos relevantes do mercado interno da eletricidade da União;
- h) Aspectos relevantes dos códigos de rede ou orientações adotados em conformidade com o artigo 6.º e o artigo 18.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009;
- i) Segurança das pessoas, do equipamento fundamental e de outros equipamentos com a rede de transporte em operação;
- j) Coordenação e cooperação entre ORT na operação em tempo real e no planeamento operacional ao nível das salas de controlo principais, a decorrer em inglês, salvo especificação em contrário;
- k) Formação conjunta com ORD e URS ligados à rede de transporte, se for caso disso;
- l) Competências comportamentais, com especial incidência na gestão do *stress*, na ação humana em situações críticas, na responsabilidade e em aspetos motivacionais; e
- m) Ferramentas e práticas de planeamento operacional, incluindo as utilizadas pelos coordenadores de segurança regionais em causa no planeamento operacional.

5. O programa de formação do pessoal incumbido do planeamento operacional deve incluir, pelo menos, os aspetos referidos no n.º 4, alíneas c), f), g), h), j) e m).

6. O programa de formação do pessoal incumbido da compensação deve incluir, pelo menos, os aspetos referidos no n.º 4, alíneas c), g) e h).

7. Incumbe a cada ORT manter registos dos programas de formação seguidos pelo pessoal enquanto este estiver ao seu serviço. Se a entidade reguladora competente lho solicitar, o ORT dá-lhe a conhecer o âmbito e os pormenores dos seus programas de formação.

8. O ORT deve reexaminar os seus programas de formação pelo menos anualmente ou após alterações importantes da rede. Incumbe-lhe atualizar os seus programas de formação para refletir alterações ao nível de circunstâncias operacionais, regras do mercado, configuração e características da rede (com especial incidência em novas tecnologias), padrões de produção e de consumo e ao nível da evolução do mercado.

Artigo 59.º

Condições de formação

1. Os programas de formação de um ORT destinados ao pessoal incumbido da operação da rede em tempo real devem incluir formação no posto de trabalho e fora dele. A primeira deve decorrer sob supervisão de um empregado experimentado incumbido da operação da rede em tempo real. A segunda deve decorrer num ambiente que simule a sala de controlo e recorrer a um modelo de rede com nível de pormenor ajustado às tarefas em formação.

2. O ORT deve formar o pessoal incumbido da operação da rede em tempo real baseando-se num modelo assente numa ampla base de dados da sua rede que contenha igualmente dados correspondentes de outras redes pertencentes, pelo menos, à zona de observabilidade, a um nível de detalhe suficiente para replicar os aspetos operacionais entre ORT. Os cenários de formação devem basear-se em condições de rede reais e simuladas. Se tiverem importância, deve ser igualmente simulado o papel de outros ORT, ORD ligados à rede de transporte e utilizadores de rede significativos, a menos que estes possam fazer-se representar diretamente em formações conjuntas.

3. O ORT deve coordenar de modo exaustivo, mas proporcionado, com os ORD ligados à rede de transporte e URS a formação fora do posto de trabalho do pessoal incumbido da operação da rede em tempo real, no referente ao impacto das instalações daqueles na operação em tempo real da rede de transporte, de um modo que espelhe a topologia atualizada da rede e as características atualizadas do equipamento secundário. Se for relevante, os ORT, os ORD ligados à rede de transporte e os URS devem organizar sessões de formação conjuntas ou simulações de formação fora do posto de trabalho conjuntas.

Artigo 60.º

Formadores e coordenadores de formação

1. As responsabilidades de um coordenador de formação incluem a conceção, monitorização e atualização dos programas de formação, bem como a determinação:
 - a) Das qualificações e do processo de seleção do pessoal de ORT a formar;
 - b) Da formação necessária para a certificação do pessoal dos operadores de rede incumbido da operação da rede em tempo real;
 - c) Dos processos, incluindo documentação, para o programa de formação inicial e o programa de formação contínua;
 - d) Do processo de certificação do pessoal dos operadores de rede incumbido da operação da rede em tempo real; e
 - e) Do processo de prorrogação de períodos de formação e de períodos de certificação do pessoal dos operadores de rede incumbido da operação da rede em tempo real.
2. Incumbe a cada ORT determinar as habilitações e o nível de competência dos formadores práticos. Estes devem estar certificados e ter um nível adequado de experiência operacional.
3. O ORT deve ter um registo dos formadores encarregues da formação prática do seu pessoal incumbido da operação da rede em tempo real. Ao decidir sobre a prorrogação da certificação desses formadores, o ORT deve reexaminar a capacidade dos mesmos de ministrarem formação prática.

Artigo 61.º

Certificação de pessoal de operadores de rede incumbido da operação da rede em tempo real

1. Um elemento do pessoal de um operador de rede pode ser incumbido da operação da rede em tempo real se for formado para as tarefas em causa por um representante nomeado pelo seu ORT e dele obtiver a correspondente certificação, nos prazos definidos no programa de formação. Um elemento do pessoal de um operador de rede incumbido da operação da rede em tempo real só pode trabalhar sem supervisão na sala de controlo se estiver certificado.
2. No prazo máximo de 18 meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, incumbe a cada ORT definir e pôr em prática um processo, nível de competência incluído, para a certificação do seu pessoal incumbido da operação da rede em tempo real.
3. O pessoal do ORT incumbido da operação da rede em tempo real recebe a certificação depois de obter aprovação numa avaliação formal que compreenda um exame oral e/ou um exame escrito e/ou uma prova prática, com critérios de aprovação predefinidos.
4. O ORT conserva cópia dos certificados passados e dos resultados da avaliação formal. Se a entidade reguladora lho solicitar, o ORT fornece-lhe cópia dos registos dos exames de certificação.
5. O ORT regista o período de validade da certificação passada a cada elemento do seu pessoal incumbido da operação da rede em tempo real.
6. Incumbe a cada ORT determinar o período máximo de validade da certificação, o qual não pode exceder cinco anos, mas pode ser prorrogado com base em critérios por ele estabelecidos, podendo ter para o efeito em conta a participação do pessoal incumbido da operação da rede em tempo real em programas de formação contínua com suficiente experiência prática.

*Artigo 62.º***Língua de comunicação comum do pessoal dos operadores de rede incumbido da operação da rede em tempo real**

1. Salvo acordo em contrário, a língua de contacto comum entre o pessoal de um ORT e o pessoal dos ORT vizinhos é o inglês.
2. Incumbe a cada ORT formar os elementos relevantes do seu pessoal de modo que estes adquiram competências suficientes nas línguas de contacto comuns acordadas com os ORT vizinhos.

*Artigo 63.º***Cooperação entre ORT no domínio da formação**

1. Incumbe a cada ORT organizar sessões de formação regulares com os ORT vizinhos para melhorar o conhecimento das características das redes de transporte vizinhas, bem como a comunicação e a coordenação entre o pessoal dos ORT vizinhos incumbido da operação da rede em tempo real. A formação conjunta de ORT deve incluir o conhecimento pormenorizado das ações coordenadas necessárias em cada estado do sistema.
2. Incumbe a cada ORT determinar, em cooperação com, pelo menos, o ORT vizinho, a necessidade e a frequência das sessões de formação conjuntas, incluindo o âmbito e o teor mínimos dessas sessões, tendo em atenção o nível de influência mútua e a cooperação operacional necessária. A formação conjunta de ORT pode incluir, mas sem se limitar a isto, seminários de formação conjunta e sessões de formação conjunta em simuladores.
3. Os ORT devem participar, pelo menos uma vez por ano, em sessões de formação com outros ORT sobre a gestão de aspetos inter-ORT da operação em tempo real. A frequência dessas sessões é definida com base no nível de influência mútua das redes de transporte em causa e no tipo de interligação — linhas de corrente contínua ou de corrente alternada.
4. Os ORT devem trocar experiências de operação em tempo real, incluindo visitas de elementos do pessoal dos operadores de rede incumbidos da operação em tempo real e troca de experiências entre eles, com os ORT vizinhos, com os ORT com os quais têm ou tiveram interações operacionais inter-ORT e com os coordenadores de segurança regionais em causa.

PARTE III

PLANEAMENTO OPERACIONAL

TÍTULO 1

DADOS PARA A ANÁLISE DE SEGURANÇA OPERACIONAL INTEGRADA NO PLANEAMENTO OPERACIONAL*Artigo 64.º***Disposições gerais relativas a modelos de rede individuais e a modelos de rede comuns**

1. A fim de realizar a análise de segurança operacional nos termos do título 2, incumbe a cada ORT elaborar modelos de rede individuais, conformes com as metodologias estabelecidas em aplicação do artigo 17.º do Regulamento (UE) 2015/1222 e do artigo 18.º do Regulamento (UE) 2016/1719, para cada um dos seguintes períodos de operação, aplicando o modelo estabelecido para os dados em conformidade com o artigo 114.º, n.º 2;
 - a) «Para o ano seguinte», em conformidade com os artigos 66.º, 67.º e 68.º;
 - b) Se aplicável, «para a semana seguinte», em conformidade com o artigo 69.º;
 - c) «Para o dia seguinte», em conformidade com o artigo 70.º; e
 - d) «Intradiário», em conformidade com o artigo 70.º.
2. Os referidos modelos individuais devem incluir as informações estruturais e os dados estabelecidos no artigo 41.º.

3. Incumbe a cada ORT construir os modelos de rede individuais e a cada coordenador de segurança regional participar na construção dos modelos de rede comuns, aplicando o modelo estabelecido para os dados em conformidade com o artigo 114.º, n.º 2.

Artigo 65.º

Cenários «para o ano seguinte»

1. Incumbe aos ORT elaborarem em conjunto uma lista comum de cenários «para o ano seguinte» em relação aos quais avaliarão a operação da rede de transporte interligada no ano seguinte. Esses cenários devem permitir identificar e avaliar a influência da rede de transporte interligada na segurança operacional e devem compreender as seguintes variáveis:

- a) Consumo de eletricidade;
- b) Condições relativas à contribuição de fontes de energia renováveis;
- c) Balanços de importação/exportação determinados, incluindo valores de referência acordados que permitam a fusão dos modelos;
- d) Padrão de produção, pressupondo a disponibilidade plena do parque de produção;
- e) Evolução da rede «para o ano seguinte».

2. Ao elaborarem a lista comum de cenários, os ORT devem ter em conta os seguintes elementos:

- a) Padrões típicos das trocas transfronteiriças para diversos níveis de consumo e de fontes de energia renováveis e produção convencional;
- b) Probabilidade de ocorrência de cada cenário;
- c) Possíveis desvios nos limites de segurança operacional para cada cenário;
- d) Quantidade de energia produzida e de energia consumida pelas instalações geradoras e instalações de consumo ligadas às redes de distribuição.

3. Se não conseguirem elaborar a lista comum de cenários referida no n.º 1, os ORT devem utilizar os seguintes cenários predefinidos:

- a) Ponta de Inverno, 3.º quarta-feira de janeiro do ano em curso, 10h30 TEC;
- b) Vazio de Inverno, 2.º domingo de janeiro do ano em curso, 3h30 TEC;
- c) Ponta de Primavera, 3.º quarta-feira de abril do ano em curso, 10h30 TEC;
- d) Vazio de Primavera, 2.º domingo de abril do ano em curso, 3h30 TEC;
- e) Ponta de Verão, 3.º quarta-feira de julho do ano anterior, 10h30 TEC;
- f) Vazio de Verão, 2.º domingo de julho do ano anterior, 3h30 TEC;
- g) Ponta de Outono, 3.º quarta-feira de outubro do ano anterior, 10h30 TEC;
- h) Vazio de Outono, 2.º domingo de outubro do ano anterior, 3h30 TEC.

4. Incumbe à REORT para a Eletricidade publicar anualmente, até 15 de julho, a lista comum de cenários estabelecida para o ano seguinte, incluindo a descrição dos cenários e o período de aplicabilidade destes.

Artigo 66.º

Modelos de rede individuais «para o ano seguinte»

1. Incumbe a cada ORT estabelecer um modelo de rede individual «para o ano seguinte» para cada cenário elaborado em conformidade com o artigo 65.º, utilizando para o efeito as suas melhores estimativas das variáveis previstas no artigo 65.º, n.º 1. O ORT deve publicar os seus modelos de rede individuais «para o ano seguinte» na plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade, em conformidade com o artigo 114.º, n.º 1.

2. Ao definir os seus modelos de rede individuais «para o ano seguinte», o ORT deve:
 - a) Acordar com os ORT vizinhos o trânsito de energia estimado nos sistemas CCAT que ligam as respetivas zonas de controlo;
 - b) Equilibrar, para cada cenário, a soma do seguinte:
 - i) Trocas líquidas nas linhas de corrente alternada;
 - ii) Trânsitos de energia estimados nos sistemas CCAT;
 - iii) Consumo, incluindo uma estimativa das perdas; e
 - iv) Produção.
3. O ORT deve incluir nos seus modelos de rede individuais «para o ano seguinte» as saídas de energia agregadas das instalações geradoras ligadas a redes de distribuição. Essas saídas agregadas devem:
 - a) Ser coerentes com os dados estruturais fornecidos em conformidade com os requisitos dos artigos 41.º, 43.º, 45.º e 48.º;
 - b) Ser coerentes com os cenários elaborados em conformidade com o artigo 65.º; e
 - c) Distinguir o tipo de fonte de energia primária.

Artigo 67.º

Modelos de rede comuns «para o ano seguinte»

1. No prazo máximo de seis meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, os ORT devem elaborar em conjunto uma proposta de metodologia de construção dos modelos de rede comuns «para o ano seguinte» a partir dos modelos de rede individuais estabelecidos em conformidade com o artigo 66.º, n.º 1, e para os conservarem. Essa metodologia deve ter em conta e, se necessário, completar, as condições operacionais da metodologia do modelo de rede comum elaborada em conformidade com o artigo 17.º do Regulamento (UE) 2015/1222 e o artigo 18.º do Regulamento (UE) 2016/1719, no tocante aos seguintes elementos:
 - a) Prazos para reunir os modelos de rede individuais «para o ano seguinte», para os fundir num modelo de rede comum e para conservar os modelos de rede individuais e o modelo de rede comum;
 - b) Controlo de qualidade dos modelos de rede individuais e dos modelos de rede comuns, a implantar para garantir a exaustividade e coerência desses modelos; e
 - c) Correção e melhoramento dos modelos de rede individuais e dos modelos de rede comuns, mediante a aplicação, pelo menos, das ações de controlo de qualidade a que se refere a alínea b).
2. Assiste a cada ORT o direito de solicitar a outro ORT qualquer informação relativa a alterações da topologia da rede ou a arranjos operacionais, como valores de regulação de proteção ou configurações de proteção da rede, diagramas de linhas e configurações de subestações ou modelos de rede adicionais, relevantes para uma representação exata da rede de transporte, tendo em vista a análise de segurança operacional.

Artigo 68.º

Atualizações de modelos de rede individuais e comuns «para o ano seguinte»

1. Se um ORT efetuar alterações ou constatar alterações das suas melhores estimativas das variáveis utilizadas para estabelecer o seu modelo de rede individual «para o ano seguinte» em conformidade com o artigo 66.º, n.º 1, que sejam significativas para a segurança operacional, deve atualizar o seu modelo de rede individual «para o ano seguinte» e publicá-lo na plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade.
2. Sempre que um modelo de rede individual seja atualizado, o modelo de rede comum «para o ano seguinte» deve ser atualizado em conformidade, aplicando a metodologia estabelecida nos termos do artigo 67.º, n.º 1.

*Artigo 69.º***Modelos de rede individuais «para a semana seguinte» e modelos de rede comuns «para a semana seguinte»**

1. Se dois ou mais ORT o considerarem necessário, esses ORT devem determinar os cenários mais representativos para a coordenação da análise de segurança operacional das suas redes de transporte para o período de operação «para a semana seguinte» e elaborar uma metodologia de fusão dos modelos de rede individuais análoga à metodologia de construção do modelo de rede comum «para o ano seguinte» a partir dos modelos de rede individuais «para o ano seguinte» em conformidade com o artigo 67.º, n.º 1.
2. Incumbe a cada ORT referido no n.º 1 estabelecer ou atualizar os seus modelos de rede individuais «para a semana seguinte» em conformidade com os cenários estabelecidos nos termos do n.º 1.
3. Os ORT referidos no n.º 1 ou as partes terceiras nas quais tenha sido delegada a tarefa referida no n.º 1 devem construir os modelos de rede comuns «para a semana seguinte» aplicando a metodologia elaborada em conformidade com o n.º 1 aos modelos de rede individuais estabelecidos nos termos do n.º 2.

*Artigo 70.º***Metodologia de construção de modelos de rede comuns «para o dia seguinte» e intradiários**

1. No prazo máximo de seis meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, os ORT devem elaborar em conjunto uma proposta de metodologia de construção dos modelos de rede comuns intradiário e «para o dia seguinte» a partir dos modelos de rede individuais e para os conservarem. Essa metodologia deve ter em conta e, se necessário, completar as condições operacionais da metodologia do modelo de rede comum elaborada em conformidade com o artigo 17.º do Regulamento (UE) 2015/1222, no tocante aos seguintes elementos:
 - a) Definição de marcas temporais;
 - b) Prazos para reunir os modelos de rede individuais, para os fundir num modelo de rede comum e para conservar os modelos de rede individuais e o modelo de rede comum. Os prazos devem ser compatíveis com os processos regionais estabelecidos para a preparação e a ativação de medidas corretivas;
 - c) Controlo de qualidade dos modelos de rede individuais e do modelo de rede comum, a implantar para garantir a exaustividade e coerência desses modelos;
 - d) Correção e melhoramento dos modelos de rede individuais e dos modelos de rede comuns, mediante a aplicação, pelo menos, das ações de controlo de qualidade a que se refere a alínea c); e
 - e) Tratamento de informações adicionais relacionadas com arranjos operacionais, como valores de regulação de proteção ou configurações de proteção da rede, diagramas de linha e configurações de subestações, tendo em vista a gestão da segurança operacional.
2. Incumbe a cada ORT criar modelos de rede individuais intradiários e «para o dia seguinte» em conformidade com o n.º 1 e publicá-los na plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade.
3. Ao criar os modelos de rede individuais intradiário e «para o dia seguinte» referidos no n.º 2, o ORT deve incluir:
 - a) Previsões de consumo e de produção atualizadas;
 - b) Os resultados disponíveis dos processos de mercado «para o dia seguinte» e intradiário;
 - c) Os resultados disponíveis das tarefas de programação descritas na parte III, título 6;
 - d) No caso das instalações geradoras ligadas a redes de transporte, a emissão de potência ativa agregada, discriminada com base no tipo de fonte de energia primária e consentânea com os dados fornecidos em conformidade com os artigos 40.º, 43.º, 44.º, 48.º, 49.º e 50.º;
 - e) A topologia atualizada da rede de transporte.

4. Os modelos de rede individuais «para o dia seguinte» e intradiário devem incluir as medidas corretivas já decididas, as quais devem ser claramente distinguíveis dos consumos e injeções estabelecidos em conformidade com o artigo 40.º, n.º 4, bem como da topologia da rede sem aplicação de medidas corretivas.
5. Incumbe a cada ORT avaliar a exatidão das variáveis referidas no n.º 3 comparando-as com os valores reais das mesmas, tendo em atenção os princípios estabelecidos em conformidade com o artigo 75.º, n.º 1, alínea c).
6. Se, após a avaliação referida no n.º 5, considerar que a exatidão das variáveis é insuficiente para avaliar a segurança operacional, o ORT em causa deve determinar as causas da inexatidão. Se as causas dependerem dos processos utilizados pelo ORT para estabelecer os modelos de rede individuais, incumbe-lhe reexaminar esses processos com vista à obtenção de resultados mais exatos. Se as causas dependerem de variáveis provenientes de outras partes, o ORT e essas partes devem procurar assegurar a exatidão das variáveis em causa.

Artigo 71.º

Controlo de qualidade de modelos de rede

Ao definirem as ações de controlo de qualidade previstas no artigo 67.º, n.º 1, alínea b), e no artigo 70.º, n.º 1, alínea c), os ORT devem estabelecer em conjunto ações de controlo destinadas, pelo menos, a verificar:

- a) A coerência dos estados de ligação das interligações;
- b) No caso dos elementos da rede de transporte com influência noutras zonas de controlo, que os valores de tensão estão dentro dos valores operacionais pré-estabelecidos;
- c) A coerência das sobrecargas transitórias admissíveis das interligações; e
- d) Que os consumos ou injeções de potência ativa e de potência reativa são compatíveis com os valores operacionais pré-estabelecidos.

TÍTULO 2

ANÁLISE DE SEGURANÇA OPERACIONAL

Artigo 72.º

Integração da análise de segurança operacional no planeamento operacional

1. Incumbe a cada ORT realizar análises coordenadas de segurança operacional relativamente a, pelo menos, os seguintes períodos de operação:
 - a) «Para o ano seguinte»;
 - b) «Para a semana seguinte», quando aplicável em conformidade com o artigo 69.º;
 - c) «Para o dia seguinte»; e
 - d) Intradiário.
2. Ao realizar uma análise coordenada de segurança operacional, o ORT deve aplicar a metodologia adotada em conformidade com o artigo 75.º.
3. Para realizar as análises de segurança operacional, o ORT deve, no regime N, simular cada contingência da sua lista de contingências estabelecida em conformidade com o artigo 33.º e verificar que, no regime (N-1), os limites de segurança operacional estabelecidos em conformidade com o artigo 25.º não são excedidos na sua zona de controlo.
4. O ORT deve realizar as suas análises de segurança operacional utilizando, pelo menos, os modelos de rede comuns estabelecidos em conformidade com os artigos 67.º, 68.º e 70.º e, se aplicável, com o artigo 69.º, nelas tendo em conta as indisponibilidades planeadas.
5. O ORT deve transmitir os resultados da sua análise de segurança operacional, pelo menos, aos ORT cujos elementos se inserem na sua zona de observabilidade e que, de acordo com a análise de segurança operacional realizada, são afetados, para que os ORT em causa possam verificar se os limites de segurança operacional são respeitados nas respetivas zonas de controlo.

*Artigo 73.º***Análise de segurança operacional de «para o ano seguinte» até «para a semana seguinte», inclusive**

1. Incumbe a cada ORT realizar análises de segurança operacional «para o ano seguinte» e, quando aplicável, «para a semana seguinte» para deteção, pelo menos, dos seguintes congestionamentos:
 - a) Trânsitos de energia e tensões fora dos limites de segurança operacional;
 - b) Violações dos limites de estabilidade da rede de transporte identificados em conformidade com o artigo 38.º, n.ºs 2 e 6; e
 - c) Violações dos limiares de curto-circuito da rede de transporte.
2. Se o ORT detetar um possível congestionamento, deve projetar medidas corretivas em conformidade com os artigos 20.º a 23.º. Caso não estejam disponíveis medidas corretivas sem custos e o congestionamento esteja relacionado com a indisponibilidade planeada de ativos relevantes, o congestionamento passa a constituir uma incompatibilidade de planeamento de indisponibilidades e o ORT deve iniciar a coordenação de indisponibilidades em conformidade com o artigo 95.º ou o artigo 100.º, consoante a época do ano em que se inicie a medida.

*Artigo 74.º***Análise de segurança operacional «para o dia seguinte», intradiária e em tempo quase real**

1. Incumbe a cada ORT realizar análises de segurança operacional «para o dia seguinte», intradiárias e em tempo quase real para deteção de possíveis congestionamentos e, juntamente com os ORT em causa e, se for caso disso, com os ORD ou URS afetados, preparar e ativar as correspondentes medidas corretivas.
2. O ORT deve monitorizar as previsões de consumo e de produção. Se as previsões indicarem desvios significativos de consumo ou de produção, incumbe-lhe atualizar a sua análise de segurança operacional.
3. Ao realizar análises de segurança operacional em tempo quase real na sua zona de observabilidade, o ORT deve recorrer a estimativas de estado.

*Artigo 75.º***Metodologia de coordenação da análise de segurança operacional**

1. No prazo máximo de 12 meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, os ORT devem elaborar em conjunto uma proposta de metodologia de coordenação da análise de segurança operacional. Essa metodologia deve visar a normalização da análise de segurança operacional, no mínimo, por zona síncrona e incluir, pelo menos:
 - a) Métodos de avaliação da influência de elementos da rede de transporte e de URS localizados fora da zona de controlo do ORT, a fim de identificar os elementos integrados na zona de observabilidade do ORT e os limiares de influência de contingência acima dos quais as contingências associadas aos elementos em causa constituem contingências externas;
 - b) Princípios da avaliação de riscos comum, que abrangem, pelo menos, relativamente às contingências a que se refere o artigo 33.º:
 - i) A probabilidade associada;
 - ii) As sobrecargas transitórias admissíveis; e
 - iii) O impacto das contingências.
 - c) Princípios de avaliação e tratamento de incertezas de produção e de consumo, atenta a margem de fiabilidade em consonância com o artigo 22.º do Regulamento (UE) 2015/1222;
 - d) Requisitos relativos à coordenação e à troca de informações entre coordenadores de segurança regionais, referentes às tarefas enumeradas no artigo 77.º, n.º 3;

- e) Papel da REORT para a Eletricidade na gestão das ferramentas comuns, no melhoramento das regras de qualidade dos dados e na monitorização da metodologia para a análise coordenada da segurança operacional e das disposições comuns para a coordenação regional da segurança operacional em cada região de cálculo da capacidade.
2. Os métodos referidos no n.º 1, alínea a), devem permitir identificar todos os elementos integrados na zona de observabilidade do ORT, sejam estes elementos de rede de outros ORT ou ORD, módulos geradores ou instalações de consumo ligados à rede de transporte. Esses métodos devem ter em conta as seguintes características dos elementos de rede de transporte e dos URS:
- a) Estado de conectividade ou grandezas elétricas (tais como tensão, trânsitos de energia ou ângulo do rotor) que influenciem significativamente a exatidão dos resultados da estimativa de estado da zona de controlo do ORT, acima dos limiares comuns;
 - b) Estado de conectividade ou grandezas elétricas (tais como tensão, trânsitos de energia ou ângulo do rotor) que influenciem significativamente a exatidão dos resultados da análise de segurança operacional do ORT, acima dos limiares comuns; e
 - c) Representação adequada dos elementos ligados da zona de observabilidade do ORT.
3. Os valores referidos no n.º 2, alíneas a) e b), devem ser determinados em situações representativas das várias condições expectáveis, caracterizadas por variáveis como o padrão e o nível da produção, o nível das trocas transfronteiriças de eletricidade e as indisponibilidades de ativos.
4. Os métodos referidos no n.º 1, alínea a), devem permitir identificar todos os elementos da lista de contingências externas do ORT que possuam as seguintes características:
- a) O fator de influência do elemento em grandezas elétricas como a tensão, os trânsitos de energia ou o ângulo do rotor na zona de controlo do ORT excede os limiares de influência de contingência comuns, ou seja, a indisponibilidade do elemento pode influenciar significativamente os resultados da análise de contingências do ORT;
 - b) A escolha dos limiares de influência de contingência deve minimizar o risco de que a ocorrência de uma contingência identificada na zona de controlo de outro ORT e não constante da lista de contingências externas do ORT em causa possa gerar comportamentos da rede deste considerados inaceitáveis para algum elemento da sua lista de contingências internas, como um estado de emergência;
 - c) A avaliação deste risco deve basear-se em situações representativas das várias condições expectáveis, caracterizadas por variáveis como o padrão e nível da produção, os níveis das trocas e as indisponibilidades de ativos.
5. Os princípios da avaliação de riscos comum referidos no n.º 1, alínea b), devem estabelecer critérios de avaliação da segurança da rede interligada. Esses critérios devem ser estabelecidos tomando como referência um nível de risco máximo harmonizado aceite pelos vários ORT com base nas suas análises de segurança. Os referidos princípios devem reportar-se:
- a) À coerência na definição de contingências excecionais;
 - b) À avaliação da probabilidade e do impacto de contingências excecionais; e
 - c) À consideração, na lista de contingências do ORT, das contingências excecionais cuja probabilidade exceda um limiar comum.
6. Os princípios de avaliação e tratamento de incertezas referidos no n.º 1, alínea c), devem prever que, na análise de segurança operacional de cada ORT, o impacto das incertezas relativas à produção e ao consumo seja inferior a um nível máximo aceitável harmonizado. Estes princípios devem estabelecer:
- a) Condições harmonizadas em face das quais o ORT deva atualizar a sua análise de segurança operacional. Estas devem ter em conta aspetos relevantes como o horizonte temporal das previsões de produção e de consumo, o nível de variação dos valores previstos na zona de controlo do ORT ou na zona de controlo de outros ORT, a localização da produção e do consumo e os resultados anteriores da análise de segurança operacional do ORT em causa; e
 - b) Uma frequência mínima de atualização das previsões de produção e de consumo, em função da variabilidade das mesmas e da capacidade instalada de produção não-despachável.

*Artigo 76.º***Proposta de coordenação da segurança operacional a nível regional**

1. No prazo máximo de três meses após a aprovação da metodologia de coordenação da análise de segurança operacional referida no artigo 75.º, n.º 1, os ORT de cada região de cálculo da capacidade devem elaborar em conjunto uma proposta de disposições comuns para a coordenação da segurança operacional a nível regional, a aplicar pelos coordenadores de segurança regionais e pelos ORT da região de cálculo da capacidade em causa. A proposta deve respeitar as metodologias de coordenação da análise de segurança operacional elaboradas em conformidade com o artigo 75.º, n.º 1, e completar, se necessário, as metodologias elaboradas em conformidade com os artigos 35.º e 74.º do Regulamento (UE) 2015/1222. A proposta deve estabelecer:
- a) As condições e a frequência da coordenação intradiária da análise de segurança operacional e as atualizações do modelo de rede comum pelo coordenador de segurança regional;
 - b) A metodologia para a preparação coordenada de medidas corretivas, tendo em conta a relevância transfronteiriça das mesmas, determinada em conformidade com o artigo 35.º do Regulamento (UE) 2015/1222, atentos os requisitos dos artigos 20.º a 23.º, estabelecendo, pelo menos:
 - i) O procedimento de troca de informações sobre as medidas corretivas disponíveis, entre os ORT em causa e o coordenador de segurança regional;
 - ii) A classificação dos congestionamentos e das medidas corretivas, em conformidade com o artigo 22.º;
 - iii) A identificação das medidas corretivas mais eficazes e economicamente mais eficientes no caso das violações de segurança operacional referidas no artigo 22.º;
 - iv) A preparação e ativação de medidas corretivas em conformidade com o artigo 23.º;
 - v) A repartição dos custos das medidas corretivas referidas no artigo 22.º, em complemento, quando necessário, da metodologia comum elaborada em conformidade com o artigo 74.º do Regulamento (UE) 2015/1222. Como princípio geral, os custos dos congestionamentos sem relevância transfronteiriça devem ser suportados pelo ORT responsável pela zona de controlo em causa e os custos da eliminação de congestionamentos com relevância transfronteiriça devem ser cobertos pelos ORT responsáveis pelas zonas de controlo em causa proporcionalmente ao agravamento que a troca de energia entre essas zonas provoca no elemento de rede congestionado em questão.
2. Na determinação da relevância transfronteiriça de um congestionamento, os ORT devem ter em conta o congestionamento que ocorreria na ausência de trocas de energia entre as zonas de controlo.

*Artigo 77.º***Organização da coordenação da segurança operacional a nível regional**

1. A proposta de disposições comuns para a coordenação da segurança operacional a nível regional elaborada pelos ORT da região de cálculo da capacidade nos termos do artigo 76.º, n.º 1, deve compreender igualmente disposições comuns relativas à organização da coordenação da segurança operacional a nível regional que incidam, pelo menos, nos seguintes aspetos:
- a) Nomeação do(s) coordenador(es) de segurança regional(ais) que realizarão as tarefas referidas no n.º 3 na região de cálculo da capacidade em causa;
 - b) Regras de governação e funcionamento do(s) coordenador(es) de segurança regional(ais), que garantam um tratamento equitativo de todos os ORT membros;
 - c) Se os ORT se propuserem nomear mais do que um coordenador de segurança regional em conformidade com a alínea a):
 - i) Proposta de repartição coerente das tarefas entre os coordenadores de segurança regionais que estarão ativos na região de cálculo da capacidade em causa. A proposta deve ter devidamente em conta a necessidade de coordenar as diferentes tarefas atribuídas a esses coordenadores;

- ii) Avaliação demonstrativa de que o quadro proposto de coordenadores de segurança regionais e de repartição de tarefas é eficiente, eficaz e coerente com o cálculo de capacidade coordenado a nível regional nos termos dos artigos 20.º e 21.º do Regulamento (UE) 2015/1222;
 - iii) Processo de coordenação e de decisão eficaz para resolução de conflitos entre coordenadores de segurança regionais da região de cálculo da capacidade em causa.
2. Na elaboração da proposta de disposições comuns relativas à organização da coordenação da segurança operacional a nível regional referida no n.º 1, é necessário satisfazer os seguintes requisitos:
- a) Cobertura de cada ORT por, pelo menos, um coordenador de segurança regional;
 - b) Número de coordenadores de segurança regionais em toda a União não superior a seis, a garantir pelo conjunto dos ORT.
3. Os ORT de cada região de cálculo da capacidade devem propor a delegação das seguintes tarefas, em conformidade com o n.º 1:
- a) Coordenação da segurança operacional a nível regional em conformidade com o artigo 78.º, prestando apoio aos ORT no cumprimento das obrigações que lhes incumbem nos períodos de operação «para o ano seguinte», «para o dia seguinte» e intradiário nos termos do artigo 34.º, n.º 3, e dos artigos 72.º e 74.º;
 - b) Construção do modelo de rede comum, em conformidade com o artigo 79.º;
 - c) Coordenação das indisponibilidades a nível regional em conformidade com o artigo 80.º, prestando apoio aos ORT no cumprimento das obrigações que lhes incumbem nos termos dos artigos 98.º e 100.º; e
 - d) Avaliação da adequação regional em conformidade com o artigo 81.º, prestando apoio aos ORT no cumprimento das obrigações que lhes incumbem nos termos do artigo 107.º.
4. Ao executar as suas tarefas, o coordenador de segurança regional deve ter em conta dados que cubram, pelo menos, as regiões de cálculo da capacidade nas quais lhe foram cometidas tarefas, incluindo as zonas de observabilidade de todos os ORT das regiões de cálculo da capacidade em causa.
5. Os coordenadores de segurança regionais devem coordenar a execução das suas tarefas de modo a facilitar a consecução dos objetivos do presente regulamento. Compete-lhes zelar pela harmonização dos processos e, quando não se justificarem duplicações por razões de eficiência ou por imperativos de continuidade do serviço, pela criação de ferramentas comuns que permitam assegurar uma cooperação e uma coordenação eficientes entre os coordenadores de segurança regionais.

Artigo 78.º

Coordenação da segurança operacional a nível regional

1. Incumbe a cada ORT facultar ao coordenador de segurança regional as informações e os dados necessários para a avaliação coordenada da segurança operacional a nível regional, nomeadamente, pelo menos:
 - a) Lista de contingências atualizada, estabelecida em conformidade com os critérios definidos na metodologia de coordenação da análise de segurança operacional adotada nos termos do artigo 75.º, n.º 1;
 - b) Lista atualizada das possíveis medidas corretivas, das categorias enumeradas no artigo 22.º — e custos previstos, em conformidade com o artigo 35.º do Regulamento (UE) 2015/1222, se a medida incluir redespacho ou trocas compensatórias —, com vista à eliminação dos congestionamentos que venham a ser identificados na região; e
 - c) Limites de segurança operacional, estabelecidos em conformidade com o artigo 25.º.
2. Incumbe a cada coordenador de segurança regional:
 - a) Realizar a avaliação coordenada da segurança operacional a nível regional em conformidade com o artigo 76.º, com base nos modelos de rede comuns estabelecidos em conformidade com o artigo 79.º, na lista de contingências e nos limites de segurança operacional facultados por cada ORT nos termos do n.º 1. Incumbe-lhe transmitir os resultados

dessa avaliação, pelo menos, aos ORT da região de cálculo da capacidade. Se detetar um congestionamento, deve recomendar aos ORT em causa as medidas corretivas mais eficazes e economicamente mais eficientes, podendo igualmente recomendar medidas corretivas diversas das que lhe foram transmitidas pelos ORT. Estas recomendações de medidas corretivas devem ser acompanhadas de explicações que as fundamentem;

- b) Coordenar a preparação de medidas corretivas com os ORT e entre estes, em conformidade com o artigo 76.º, n.º 1, alínea b), a fim de que os ORT possam ativar as medidas corretivas, de forma coordenada, em tempo real.
3. Ao realizarem a avaliação coordenada da segurança operacional a nível regional e identificarem as medidas corretivas adequadas, incumbe a cada coordenador de segurança regional coordenar-se com outros coordenadores de segurança regionais.
4. Ao receber do coordenador de segurança regional em causa os resultados da avaliação coordenada da segurança operacional a nível regional acompanhados de uma proposta de medida corretiva, o ORT deve avaliar a aplicabilidade da medida corretiva recomendada aos elementos em que esta incida localizados na sua zona de controlo, aplicando para o efeito o disposto no artigo 20.º. Compete ao ORT decidir se aplica ou não a medida corretiva recomendada. Se decidir não aplicar a medida, deve explicar as razões da decisão ao coordenador de segurança regional. Se decidir aplicar a medida, deve aplicá-la aos elementos em causa localizados na sua zona de controlo, desde que a medida recomendada seja compatível com as condições em tempo real.

Artigo 79.º

Construção do modelo de rede comum

1. Incumbe a cada coordenador de segurança regional verificar a qualidade dos modelos de rede individuais, a fim de contribuir para a construção do modelo de rede comum, para cada período de operação mencionado, em conformidade com as metodologias referidas no artigo 67.º, n.º 1, e no artigo 70.º, n.º 1.
2. Incumbe a cada ORT facultar ao seu coordenador de segurança regional, através da plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade, o modelo de rede individual necessário para construir o modelo de rede comum referente a cada período de operação.
3. Incumbe a cada coordenador de segurança regional solicitar, se necessário, aos ORT em causa que corrijam os modelos de rede individuais respetivos, para os melhorar e para que sejam aprovados no controlo de qualidade.
4. Com base no que lhe for solicitado pelo coordenador de segurança regional ou por outro ORT, o ORT em causa verifica se é necessário corrigir os seus modelos de rede individuais e, se for caso disso, corrige-os.
5. Em conformidade com as metodologias referidas no artigo 67.º, n.º 1, e no artigo 70.º, n.º 1, e em conformidade com o artigo 28.º do Regulamento (UE) 2015/1222, os ORT devem nomear um coordenador de segurança regional que se ocupe da construção do modelo de rede comum para cada período de operação e da conservação do mesmo na plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade.

Artigo 80.º

Coordenação de indisponibilidades a nível regional

1. As regiões de coordenação de indisponibilidades nas quais os ORT devem coordenar indisponibilidades devem ser pelo menos iguais às regiões de cálculo da capacidade.
2. Os ORT de duas ou mais regiões de coordenação de indisponibilidades podem acordar fundi-las numa única região de coordenação de indisponibilidades. Nessa eventualidade, devem identificar o coordenador de segurança regional que realizará as tarefas referidas no artigo 77.º, n.º 3.
3. Incumbe a cada ORT facultar ao coordenador de segurança regional as informações necessárias para detetar e resolver incompatibilidades de planeamento de indisponibilidades a nível regional, incluindo, pelo menos:
 - a) Planos de disponibilidade dos seus ativos relevantes internos, a conservar na plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade;

- b) Os mais recentes planos de disponibilidade dos ativos não-relevantes da sua zona de controlo:
- i) Passíveis de influenciar os resultados da análise de incompatibilidades de planeamento de indisponibilidades;
 - ii) Incluídos nos modelos de rede individuais utilizados na avaliação de incompatibilidades de indisponibilidades;
- c) Os cenários com base nos quais foram investigadas as incompatibilidades no planeamento de indisponibilidades, utilizados na construção dos modelos de rede comuns correspondentes, derivados dos modelos de rede comuns para os diferentes períodos de operação estabelecidos em conformidade com os artigos 67.º e 79.º.
4. Incumbe a cada coordenador de segurança regional efetuar análises de segurança operacional a nível regional, com base nas informações fornecidas pelos ORT em causa, para detetar eventuais incompatibilidades no planeamento de indisponibilidades. Incumbe-lhe fornecer aos ORT da região de coordenação de indisponibilidades uma lista das incompatibilidades detetadas no planeamento de indisponibilidades e as soluções que propõe para as resolver.
5. No cumprimento das suas obrigações nos termos do n.º 4, o coordenador de segurança regional deve coordenar as suas análises com outros coordenadores de segurança regionais.
6. No cumprimento das suas obrigações nos termos do artigo 98.º, n.º 3, e do artigo 100.º, n.º 4, alínea b), os ORT devem ter em conta os resultados da avaliação fornecidos pelo coordenador de segurança regional em conformidade com os n.ºs 3 e 4.

Artigo 81.º

Avaliação da adequação regional

1. Incumbe a cada coordenador de segurança regional realizar avaliações de adequação regional para, pelo menos, o período de operação «semana seguinte».
2. Incumbe a cada ORT facultar ao coordenador de segurança regional as informações necessárias para realizar as avaliações de adequação regional referidas no n.º 1, nomeadamente:
 - a) O consumo total expectável e os recursos disponíveis de resposta do consumo;
 - b) As disponibilidades de módulos geradores; e
 - c) Os limites de segurança operacional.
3. Incumbe a cada coordenador de segurança regional realizar avaliações de adequação, com base nas informações fornecidas pelos ORT em causa, para detetar situações nas quais seja expectável falta de adequação em alguma das zonas de controlo ou ao nível regional, tendo em conta as possíveis trocas transfronteiriças e os limites de segurança operacional. Incumbe-lhe ainda transmitir os resultados dessas avaliações e as medidas de redução de riscos que propõe aos ORT da região de cálculo da capacidade em causa. As medidas em questão devem compreender propostas de medidas corretivas que permitam aumentar as trocas transfronteiriças.
4. Ao realizar uma avaliação de adequação regional, o coordenador de segurança regional em causa deve coordenar-se com outros coordenadores de segurança regionais.

TÍTULO 3

COORDENAÇÃO DE INDISPONIBILIDADES

CAPÍTULO 1

Regiões de coordenação de indisponibilidades, ativos relevantes

Artigo 82.º

Objetivo da coordenação de indisponibilidades

Incumbe a cada ORT, com o apoio do coordenador de segurança regional nos casos especificados no presente regulamento, coordenar as indisponibilidades em conformidade com os princípios do presente título de modo a monitorizar o estado de disponibilidade dos ativos relevantes e a coordenar os planos de disponibilidade destes para garantir a segurança operacional da rede de transporte.

*Artigo 83.º***Coordenação regional**

1. Os ORT de cada região de coordenação de indisponibilidades devem elaborar em conjunto um procedimento operacional de coordenação regional destinado a estabelecer os aspetos operacionais da coordenação de indisponibilidades na região em causa e que inclua:
 - a) A frequência, o âmbito e o tipo de coordenação para, pelo menos, os períodos de operação «para o ano seguinte» e «para a semana seguinte»;
 - b) Disposições relativas à utilização das avaliações realizadas pelo coordenador de segurança regional em conformidade com o artigo 80.º;
 - c) Arranjos práticos para a validação dos planos de disponibilidade «para o ano seguinte» dos elementos de rede relevantes, em conformidade com o artigo 98.º.
2. Incumbe a cada ORT participar na coordenação de indisponibilidades das suas regiões de coordenação de indisponibilidades e aplicar os procedimentos operacionais de coordenação regional estabelecidos em conformidade com o n.º 1.
3. Caso surjam incompatibilidades no planeamento de indisponibilidades entre várias regiões de coordenação de indisponibilidades, os ORT e os coordenadores de segurança regionais das regiões em causa devem coordenar-se para as resolver.
4. Incumbe a cada ORT facultar aos outros ORT da mesma região de coordenação de indisponibilidades todas as informações relevantes de que disponha sobre os projetos de infraestruturas relacionados com a rede de transporte, as redes de distribuição, as redes de distribuição fechadas, os módulos geradores ou as instalações de consumo que possam influenciar o funcionamento da zona de controlo de outro ORT da região de coordenação de indisponibilidades em causa.
5. Incumbe a cada ORT facultar aos ORD ligados à rede de transporte localizados na sua zona de controlo todas as informações relevantes de que disponha sobre os projetos de infraestruturas relacionados com a rede de transporte que possam influenciar a operação da rede de distribuição dos ORD em causa.
6. Incumbe a cada ORT facultar aos operadores de rede de distribuição fechada («ORDF») ligados à rede de transporte localizados na sua zona de controlo todas as informações relevantes de que disponha sobre os projetos de infraestruturas relacionados com a rede de transporte que possam influenciar a operação da rede de distribuição fechada dos ORDF em causa.

*Artigo 84.º***Metodologia de avaliação da relevância de ativos na coordenação de indisponibilidades**

1. No prazo máximo de 12 meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, os ORT devem elaborar em conjunto, pelo menos por zona síncrona, uma metodologia de avaliação da relevância, na coordenação de indisponibilidades, dos módulos geradores, instalações de consumo e elementos da rede localizados em redes de transporte ou redes de distribuição, incluindo redes de distribuição fechadas.
2. A metodologia referida no n.º 1 deve basear-se em aspetos qualitativos e quantitativos que identifiquem o impacto, na zona de controlo do ORT, do estado de disponibilidade de módulos geradores, instalações de consumo ou elementos de rede localizados na rede de transporte ou em redes de distribuição, incluindo redes de distribuição fechadas, e direta ou indiretamente ligados à zona de controlo de outro ORT, nomeadamente os seguintes:
 - a) Aspetos quantitativos baseados na avaliação das variações de grandezas elétricas (tais como tensão, trânsitos de energia ou ângulo do rotor) de, pelo menos, um elemento de rede da zona de controlo do ORT em causa, em virtude da mudança de estado de disponibilidade de um potencial ativo relevante localizado noutra zona de controlo. Esta avaliação deve basear-se em modelos de rede comuns «para o ano seguinte»;
 - b) Limiares de sensibilidade, harmonizados pelo menos por zona síncrona, das grandezas elétricas referidas na alínea a), relativamente aos quais se avalia a relevância do ativo;
 - c) Possibilidade de qualificação como URS de potenciais instalações de consumo ou módulos geradores relevantes;

- d) Aspectos qualitativos como (lista não-exaustiva) a dimensão dos potenciais módulos geradores, instalações de consumo ou elementos da rede relevantes e a proximidade dos mesmos das fronteiras da zona de controlo;
 - e) Relevância efetiva dos elementos de rede localizados numa rede de transporte ou numa rede de distribuição que ligue zonas de controlo; e
 - f) Relevância efetiva dos elementos críticos da rede.
3. A metodologia elaborada nos termos do n.º 1 deve ser coerente com os métodos de avaliação da influência de elementos da rede de transporte e de URS localizados fora da zona de controlo do ORT, estabelecidos em conformidade com o artigo 75.º, n.º 1, alínea a).

Artigo 85.º

Listas de módulos geradores relevantes e de instalações de consumo relevantes

1. No prazo máximo de três meses após a aprovação da metodologia de avaliação da relevância de ativos na coordenação de indisponibilidades prevista no artigo 84.º, n.º 1, os ORT de cada região de coordenação de indisponibilidades devem avaliar em conjunto, com base nessa metodologia, a relevância dos módulos geradores e das instalações de consumo na coordenação de indisponibilidades e estabelecer, para cada região de coordenação de indisponibilidades, uma lista única dos módulos geradores relevantes e instalações de consumo relevantes.
2. Os ORT de uma região de coordenação de indisponibilidades devem, conjuntamente, disponibilizar a lista dos módulos geradores relevantes e instalações de consumo relevantes dessa região de coordenação de indisponibilidades na plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade.
3. Incumbe a cada ORT comunicar à sua entidade reguladora a lista de módulos geradores relevantes e instalações de consumo relevantes de cada região de coordenação de indisponibilidades em que participe.
4. Incumbe ao ORT, relativamente a cada ativo relevante interno que seja módulo gerador ou instalação de consumo:
 - a) Informar o proprietário do módulo gerador relevante ou da instalação de consumo relevante da inclusão do módulo ou instalação em causa na dita lista;
 - b) Informar os ORD dos módulos geradores relevantes e das instalações de consumo relevantes que estão ligados à rede de distribuição do ORD em causa; e
 - c) Informar os ORDF dos módulos geradores relevantes e das instalações de consumo relevantes que estão ligados à rede de distribuição fechada do ORDF em causa.

Artigo 86.º

Atualização das listas de módulos geradores relevantes e instalações de consumo relevantes

1. Antes de 1 de julho de cada ano, os ORT de cada região de coordenação de indisponibilidades devem, com base na metodologia elaborada em conformidade com o artigo 84.º, n.º 1, reavaliar em conjunto a relevância dos módulos geradores e instalações de consumo na coordenação de indisponibilidades.
2. Antes de 1 de agosto de cada ano, os ORT de cada região de coordenação de indisponibilidades decidem, em conjunto, se é necessário atualizar a lista de módulos geradores relevantes e instalações de consumo relevantes da região de coordenação de indisponibilidades.
3. Os ORT de uma região de coordenação de indisponibilidades devem disponibilizar a lista atualizada da região de coordenação de indisponibilidades na plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade.
4. Incumbe a cada ORT de uma determinada região de coordenação de indisponibilidades informar as partes referidas no artigo 85.º, n.º 4, do teor da lista atualizada.

*Artigo 87.º***Listas de elementos de rede relevantes**

1. No prazo máximo de três meses após a aprovação da metodologia de avaliação da relevância de ativos na coordenação de indisponibilidades prevista no artigo 84.º, n.º 1, os ORT de cada região de coordenação de indisponibilidades devem, com base nessa metodologia, avaliar em conjunto a relevância, na coordenação de indisponibilidades, dos elementos de rede localizados em redes de transporte ou em redes de distribuição, incluindo redes de distribuição fechadas, e estabelecer para cada região de coordenação de indisponibilidades uma lista única dos elementos de rede relevantes.
2. A lista de elementos de rede relevantes de uma determinada região de coordenação de indisponibilidades deve conter todos os elementos de redes de transporte ou elementos de redes de distribuição, incluindo redes de distribuição fechadas, localizados na região de coordenação de indisponibilidades em causa que sejam identificados como relevantes por aplicação da metodologia estabelecida em conformidade com o artigo 84.º, n.º 1.
3. Os ORT de uma região de coordenação de indisponibilidades devem, conjuntamente, disponibilizar a lista dos elementos de rede relevantes na plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade.
4. Incumbe a cada ORT comunicar à sua entidade reguladora a lista de elementos de rede relevantes de cada região de coordenação de indisponibilidades em que participe.
5. Incumbe ao ORT, relativamente a cada ativo relevante interno que seja elemento de rede:
 - a) Informar o proprietário do elemento de rede relevante da inclusão do elemento de rede em causa na dita lista;
 - b) Informar os ORD dos elementos de rede relevantes que estão ligados à rede de distribuição do ORD em causa; e
 - c) Informar os ORDF dos elementos de rede relevantes que estão ligados à rede de distribuição fechada do ORDF em causa.

*Artigo 88.º***Atualização de listas de elementos de rede relevantes**

1. Antes de 1 de julho de cada ano, os ORT de cada região de coordenação de indisponibilidades devem, com base na metodologia estabelecida em conformidade com o artigo 84.º, n.º 1, reavaliar em conjunto a relevância, na coordenação de indisponibilidades, dos elementos de rede localizados em redes de transporte ou em redes de distribuição, incluindo redes de distribuição fechadas.
2. Antes de 1 de agosto de cada ano, os ORT de cada região de coordenação de indisponibilidades decidem em conjunto se é necessário atualizar a lista de elementos de rede relevantes da região de coordenação de indisponibilidades.
3. Os ORT de uma região de coordenação de indisponibilidades devem disponibilizar a lista atualizada na plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade.
4. Incumbe a cada ORT de uma determinada região de coordenação de indisponibilidades informar as partes referidas no artigo 85.º, n.º 4, do teor da lista atualizada.

*Artigo 89.º***Nomeação de agentes de planeamento de indisponibilidades**

1. O ORT age como agente de planeamento de indisponibilidades relativamente a cada elemento de rede relevante que operar.
2. No caso dos outros ativos relevantes, incumbe ao proprietário nomear o agente de planeamento de indisponibilidades de cada ativo relevante ou agir ele próprio como tal, informando disso o ORT.

*Artigo 90.º***Tratamento dos ativos relevantes localizados em redes de distribuição ou em redes de distribuição fechadas**

1. O ORT coordena com o ORD o planeamento das indisponibilidades dos ativos relevantes internos ligados à rede de distribuição deste.
2. O ORT coordena com o ORDF o planeamento das indisponibilidades dos ativos relevantes internos ligados à rede de distribuição fechada deste.

*CAPÍTULO 2****Elaboração e atualização de planos de disponibilidade de ativos relevantes****Artigo 91.º***Modificação dos prazos para a coordenação de indisponibilidades «para o ano seguinte»**

Desde que isso não tenha incidências na coordenação de indisponibilidades de outras zonas síncronas, os ORT de cada zona síncrona podem acordar conjuntamente adotar e pôr em prática prazos para a coordenação de indisponibilidades «para o ano seguinte» diversos dos definidos nos artigos 94.º, 97.º e 99.º.

*Artigo 92.º***Disposições gerais relativas a planos de disponibilidade**

1. Um ativo relevante pode encontrar-se num dos seguintes estados de disponibilidade:
 - a) Se tiver capacidade de fornecer serviço e estiver pronto a fazê-lo, esteja ou não em operação: «disponível»;
 - b) Se não tiver capacidade de fornecer serviço ou não estiver pronto a fazê-lo: «indisponível»;
 - c) Se a sua capacidade de fornecer serviço estiver a ser ensaiada: «em ensaio».
2. O estado «em ensaio» só se aplica em caso de impacto potencial na rede de transporte e durante os seguintes períodos:
 - a) Entre a primeira ligação e a entrada em serviço final do ativo relevante; e
 - b) Imediatamente após manutenção do ativo relevante.
3. Dos planos de disponibilidade devem constar, pelo menos, as seguintes informações:
 - a) As razões do estado «indisponível» do ativo relevante;
 - b) Caso tenham sido identificadas, as condições a preencher antes da aplicação do estado «indisponível» a um ativo relevante em tempo real;
 - c) O tempo necessário para repor o ativo relevante em serviço, se necessário para manter a segurança operacional.
4. A resolução temporal dos estados de disponibilidade de cada ativo relevante no período de operação «para o ano seguinte» deve ser de um dia.
5. Caso sejam apresentados ao ORT programas de produção ou de consumo em conformidade com o artigo 111.º, a resolução temporal dos correspondentes estados de disponibilidade deve ser coerente com esses programas.

*Artigo 93.º***Planos de disponibilidade indicativa a longo prazo**

1. Incumbe a cada ORT, o mais tardar dois anos antes do início de qualquer coordenação de indisponibilidades «para o ano seguinte», avaliar os planos de disponibilidade indicativa correspondentes dos ativos relevantes internos, apresentados pelos agentes de planeamento de indisponibilidades em conformidade com os artigos 4.º, 7.º e 15.º do Regulamento (UE) n.º 543/2013, e apresentar as suas observações preliminares, incluindo as incompatibilidades de planeamento de indisponibilidades eventualmente detetadas, aos agentes de planeamento de indisponibilidades afetados.
2. O ORT deve efetuar anualmente a avaliação dos planos de disponibilidade indicativa dos ativos relevantes internos, referida no n.º 1, até ao início da coordenação de indisponibilidades «para o ano seguinte».

*Artigo 94.º***Apresentação de propostas de plano de disponibilidade «para o ano seguinte»**

1. Antes de 1 de agosto de cada ano, os agentes de planeamento de indisponibilidades que não sejam ORT participantes numa região de coordenação de indisponibilidades nem ORD ou ORDF devem apresentar, cada um deles, ao(s) ORT participante(s) na região de coordenação de indisponibilidades e, se for caso disso, ao(s) ORD ou ORDF um plano de disponibilidade relativo ao ano civil seguinte para cada um dos seus ativos relevantes.
2. O(s) ORT a que se refere o n.º 1 deve(m) procurar examinar os pedidos de alteração de planos de disponibilidade logo que os receba(m). Se isso não for possível, deve(m) examinar os pedidos de alteração de planos de disponibilidade depois de finalizada a coordenação de indisponibilidades «para o ano seguinte».
3. O(s) ORT a que se refere o n.º 1 deve(m) examinar os pedidos de alteração de planos de disponibilidade, depois de finalizada a coordenação de indisponibilidades «para o ano seguinte»:
 - a) Pela ordem de receção dos pedidos; e
 - b) Aplicando o procedimento estabelecido em conformidade com o artigo 100.º.

*Artigo 95.º***Coordenação «para o ano seguinte» do estado de disponibilidade de ativos relevantes cujo agente de planeamento de indisponibilidades não seja um ORT participante numa região de coordenação de indisponibilidades, nem um ORD ou ORDF**

1. Incumbe a cada ORT avaliar se, no período de operação «para o ano seguinte», decorre dos planos de disponibilidade recebidos nos termos do artigo 94.º alguma incompatibilidade de planeamento de indisponibilidades.
2. Se um ORT detetar incompatibilidades de planeamento de indisponibilidades, deve proceder do seguinte modo:
 - a) Informa cada agente de planeamento de indisponibilidades afetado das condições que este tem de respeitar para atenuar as incompatibilidades de planeamento de indisponibilidades detetadas;
 - b) Pode exigir a um ou mais agentes de planeamento de indisponibilidades a apresentação de um plano de disponibilidade alternativo que preencha as condições referidas na alínea a); e
 - c) Repete a avaliação nos termos do n.º 1 para determinar se persiste alguma incompatibilidade de planeamento de indisponibilidades.
3. Se, após um pedido de um ORT em conformidade com o n.º 2, alínea b), o agente de planeamento de indisponibilidades não apresentar um plano de disponibilidade alternativo que vise atenuar as incompatibilidades de planeamento de indisponibilidades, o ORT em causa deve elaborar um plano de disponibilidade alternativo:
 - a) Que tenha em conta o impacto comunicado pelos agentes de planeamento de indisponibilidades afetados, bem como, se for caso disso, pelo ORD ou ORDF;

- b) Cujas alterações se limitem ao estritamente necessário para atenuar as incompatibilidades de planeamento de indisponibilidades; e
- c) A comunicar à sua entidade reguladora, aos ORD ou ORDF afetados, se for o caso, e aos agentes de planeamento de indisponibilidades afetados, incluindo as razões da elaboração do mesmo e o impacto comunicado pelos agentes de planeamento de indisponibilidades afetados, bem como, se for caso disso, pelos ORD ou ORDF.

Artigo 96.º

Coordenação «para o ano seguinte» do estado de disponibilidade de ativos relevantes cujo agente de planeamento de indisponibilidades seja um ORT participante numa região de coordenação de indisponibilidades, um ORD ou um ORDF

1. Incumbe a cada ORT, em coordenação com os ORT da mesma região de coordenação de indisponibilidades, planear o estado de disponibilidade dos elementos de rede relevantes que interliguem zonas de controlo relativamente às quais aja como agente de planeamento de indisponibilidades.
2. Incumbe a cada ORT, ORD ou ORDF, tomando como base os planos de disponibilidade elaborados em conformidade com o n.º 1, planear o estado de disponibilidade dos elementos de rede relevantes que não interliguem zonas de controlo e relativamente aos quais realizem tarefas de agente de planeamento de indisponibilidades.
3. Ao estabelecerem o estado de disponibilidade de elementos de rede relevantes em conformidade com os n.ºs 1 e 2, o ORT, ORD ou ORDF deve:
 - a) Minimizar o impacto no mercado, preservando ao mesmo tempo a segurança operacional; e
 - b) Basear-se nos planos de disponibilidade apresentados e tramitados em conformidade com o artigo 94.º.
4. Se detetar alguma incompatibilidade de planeamento de indisponibilidades, o ORT tem o direito de propor alterações aos planos de disponibilidade dos ativos relevantes internos cujo agente de planeamento de indisponibilidades não seja um ORT participante numa região de coordenação de indisponibilidades nem um ORD ou ORDF e, utilizando os meios à sua disposição, deve identificar uma solução, em coordenação com os agentes de planeamento de indisponibilidades, ORD e ORDF em causa.
5. Se o estado «indisponível» de um elemento de rede relevante não tiver sido planeado uma vez tomadas as medidas previstas no n.º 4 e a inexistência desse planeamento ameaçar a segurança operacional, incumbe ao ORT:
 - a) Tomar as medidas necessárias para planear o estado «indisponível», garantindo a segurança operacional, tendo em conta o impacto que lhe for comunicado pelos agentes de planeamento de indisponibilidades afetados;
 - b) Comunicar as medidas referidas na alínea a) às partes afetadas; e
 - c) Comunicar às entidades reguladoras competentes, aos ORD ou ORDF afetados, se for o caso, e aos agentes de planeamento de indisponibilidades afetados as medidas tomadas, as razões das mesmas e o impacto comunicado pelos agentes de planeamento de indisponibilidades afetados, bem como, se for o caso, pelos ORD ou ORDF afetados.
6. Antes de pôr um elemento de rede relevante no estado de disponibilidade «indisponível» ou «em ensaio», o ORT deve disponibilizar na plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade as informações de que disponha acerca das condições de rede a preencher e das medidas corretivas a preparar e ativar.

Artigo 97.º

Apresentação de planos de disponibilidade «para o ano seguinte» preliminares

1. Antes de 1 de novembro de cada ano, incumbe a cada ORT facultar aos outros ORT, através da plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade, os planos de disponibilidade «para o ano seguinte» preliminares para o ano civil seguinte relativos a todos os ativos relevantes internos.
2. Antes de 1 de novembro de cada ano, o ORT deve facultar ao ORD o plano de disponibilidade «para o ano seguinte» preliminar referente a cada ativo relevante interno localizado na rede de distribuição em causa.

3. Antes de 1 de novembro de cada ano, o ORT deve facultar ao ORDF o plano de disponibilidade «para o ano seguinte» preliminar referente a cada ativo relevante interno localizado na rede de distribuição fechada em causa.

Artigo 98.º

Validação de planos de disponibilidade «para o ano seguinte» em regiões de coordenação de indisponibilidades

1. Incumbe a cada ORT analisar se existe alguma incompatibilidade de planeamento de indisponibilidades quando se conjugam todos os planos de disponibilidade «para o ano seguinte» preliminares.
2. Se não existirem incompatibilidades de planeamento de indisponibilidades, os ORT de uma região de coordenação de indisponibilidades devem validar conjuntamente os planos de disponibilidade «para o ano seguinte» correspondentes aos ativos relevantes da região de coordenação em causa.
3. Se um ORT detetar alguma incompatibilidade de planeamento de indisponibilidades, os ORT envolvidos da região ou regiões de coordenação de indisponibilidades devem identificar conjuntamente uma solução, em coordenação com os agentes de planeamento de indisponibilidades, ORD e ORDF em causa, utilizando os meios de que dispõem e respeitando, tanto quanto possível, os planos de disponibilidade apresentados pelos agentes de planeamento de indisponibilidades que não sejam ORT participantes numa região de coordenação de indisponibilidades nem ORD ou ORDF, elaborados em conformidade com os artigos 95.º e 96.º. Se for identificada uma solução, os ORT da região ou regiões de coordenação de indisponibilidades em causa devem atualizar e validar os planos de disponibilidade «para o ano seguinte» de todos os ativos relevantes.
4. Se nenhuma solução for encontrada para determinada incompatibilidade de planeamento de indisponibilidades, incumbe a cada ORT em causa, sob reserva da aprovação da entidade reguladora competente, se o Estado-Membro assim o estabelecer:
 - a) Forçar para o estado «disponível» os estados «indisponível» e «em ensaio» de todos os ativos relevantes envolvidos numa incompatibilidade de planeamento de indisponibilidades durante o período em causa; e
 - b) Comunicar às entidades reguladoras competentes, aos ORD ou ORDF afetados, se for o caso, e aos agentes de planeamento de indisponibilidades afetados as medidas tomadas, as razões das mesmas e o impacto comunicado pelos agentes de planeamento de indisponibilidades afetados, bem como, se for o caso, pelos ORD ou ORDF afetados.
5. Os ORT das regiões de coordenação de indisponibilidades em causa devem depois atualizar e validar os planos de disponibilidade «para o ano seguinte» de todos os ativos relevantes.

Artigo 99.º

Planos de disponibilidade «para o ano seguinte» finais

1. Antes de 1 de dezembro de cada ano, incumbe a cada ORT:
 - a) Finalizar a coordenação de indisponibilidades «para o ano seguinte» dos ativos relevantes internos; e
 - b) Finalizar os planos de disponibilidade «para o ano seguinte» dos ativos relevantes internos e guardá-los na plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade.
2. Antes de 1 de dezembro de cada ano, o ORT deve facultar ao seu agente de planeamento de indisponibilidades o plano de disponibilidade «para o ano seguinte» final de cada ativo relevante interno.
3. Antes de 1 de dezembro de cada ano, o ORT deve facultar ao ORD correspondente o plano de disponibilidade «para o ano seguinte» final de cada ativo relevante interno localizado numa rede de distribuição.
4. Antes de 1 de dezembro de cada ano, o ORT deve facultar ao ORDF correspondente o plano de disponibilidade «para o ano seguinte» final de cada ativo relevante interno localizado numa rede de distribuição fechada.

Artigo 100.º

Atualização de planos de disponibilidade «para o ano seguinte» finais

1. Os agentes de planeamento de indisponibilidades podem desencadear um procedimento de alteração de um plano de disponibilidade «para o ano seguinte» final no período compreendido entre a finalização da coordenação de indisponibilidades «para o ano seguinte» e a execução do plano em tempo real.

2. Os agentes de planeamento de indisponibilidades que não sejam ORT participantes numa região de coordenação de indisponibilidades podem apresentar ao(s) ORT em causa pedidos de alteração de planos de disponibilidade «para o ano seguinte» finais de ativos relevantes que estejam sob a sua responsabilidade.
3. O procedimento a aplicar para solicitar uma alteração nos termos do n.º 2 é o seguinte:
 - a) O ORT destinatário confirma a receção do pedido e, logo que seja razoavelmente possível, avalia se a alteração gera incompatibilidades de planeamento de indisponibilidades;
 - b) Se forem detetadas incompatibilidades de planeamento de indisponibilidades, os ORT envolvidos da região de coordenação de indisponibilidades procuram identificar conjuntamente uma solução, em coordenação com os agentes de planeamento de indisponibilidades em causa e, se for caso disso, os ORD e ORDF, utilizando os meios de que disponham;
 - c) Se não for detetada nenhuma incompatibilidade de planeamento de indisponibilidades ou se nenhuma incompatibilidade de planeamento de indisponibilidades subsistir, o ORT destinatário valida a alteração solicitada e os ORT em causa comunicam-no em seguida a todas as partes afetadas, procedendo igualmente à atualização do plano de disponibilidade «para o ano seguinte» final na plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade; e
 - d) Se nenhuma solução for encontrada para as incompatibilidades de planeamento de indisponibilidades, o ORT destinatário recusa a alteração solicitada.
4. Se um ORT participante numa região de coordenação de indisponibilidades pretender alterar o plano de disponibilidade «para o ano seguinte» final de um ativo relevante relativamente ao qual aja como agente de planeamento de indisponibilidades, cabe-lhe proceder do seguinte modo:
 - a) O ORT requerente prepara uma proposta de alteração do plano de disponibilidade «para o ano seguinte», incluindo uma avaliação da possibilidade de o mesmo poder gerar incompatibilidades de planeamento de indisponibilidades, e apresenta-a aos outros ORT da sua região ou das suas regiões de coordenação de indisponibilidades;
 - b) Se forem detetadas incompatibilidades de planeamento de indisponibilidades, os ORT envolvidos da região de coordenação de indisponibilidades procuram identificar conjuntamente uma solução, em coordenação com os agentes de planeamento de indisponibilidades em causa e, se for caso disso, os ORD e ORDF, utilizando os meios de que disponham;
 - c) Se não for detetada nenhuma incompatibilidade de planeamento de indisponibilidades ou se for encontrada uma solução para a incompatibilidade em questão, os ORT em causa validam a alteração solicitada e comunicam-no em seguida a todas as partes afetadas, procedendo igualmente à atualização do plano de disponibilidade «para o ano seguinte» final na plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade;
 - d) Se nenhuma solução for encontrada para as incompatibilidades de planeamento de indisponibilidades, o ORT requerente põe termo ao procedimento de alteração.

CAPÍTULO 3

Execução de planos de disponibilidade

Artigo 101.º

Gestão do estado «em ensaio» de ativos relevantes

1. Incumbe ao agente de planeamento de indisponibilidades de um ativo relevante declarado no estado de disponibilidade «em ensaio» facultar ao ORT e, se o ativo estiver ligado a uma rede de distribuição, incluindo redes de distribuição fechadas, ao ORD ou ORDF, o mais tardar um mês antes do início desse estado:
 - a) Um plano de ensaios pormenorizado;
 - b) Um programa indicativo de produção ou de consumo, se o ativo relevante em causa for um módulo gerador relevante ou uma instalação de consumo relevante; e
 - c) As alterações da topologia da rede de transporte ou rede de distribuição, se o ativo relevante em causa for um elemento de rede relevante.
2. Incumbe ao agente de planeamento de indisponibilidades atualizar as informações referidas no n.º 1 logo que sofram alguma alteração.

3. Incumbe ao ORT de um ativo relevante declarado no estado de disponibilidade «em ensaio» facultar as informações que receber por força do n.º 1 aos ORT da sua região ou das suas regiões de coordenação de indisponibilidades que lho solicitarem.
4. Se o ativo relevante referido no n.º 1 for um elemento de rede relevante de interligação de duas ou mais zonas de controlo, os ORT das zonas de controlo em causa devem acordar entre si a informação a facultar nos termos do n.º 1.

Artigo 102.º

Procedimento para tratamento de indisponibilidades forçadas

1. Incumbe a cada ORT definir um procedimento para tratamento dos casos em que uma indisponibilidade forçada comprometeria a sua segurança operacional. Esse procedimento deve permitir ao ORT garantir que os estados «disponível» e «indisponível» de outros ativos relevantes da sua zona de controlo podem ser alterados para «indisponível» e «disponível», respetivamente.
2. O ORT só procede conforme referido no n.º 1 se não conseguir chegar a um acordo com os agentes de planeamento de indisponibilidades sobre soluções para as indisponibilidades forçadas. Nesse caso, comunica-o à entidade reguladora.
3. Ao proceder conforme definido, o ORT deve, tanto quanto possível, respeitar os limites técnicos dos ativos relevantes em causa.
4. O mais rapidamente possível após o início de uma indisponibilidade forçada de um ou mais dos seus ativos relevantes, o agente de planeamento de indisponibilidades deve comunicar essa ocorrência ao ORT e, se os ativos em causa estiverem ligados a uma rede de distribuição ou a uma rede de distribuição fechada, ao ORD ou ORDF, respetivamente.
5. Ao comunicar a indisponibilidade forçada, o agente de planeamento de indisponibilidades deve fornecer as seguintes informações:
 - a) As razões da indisponibilidade forçada;
 - b) A duração expectável da indisponibilidade forçada; e
 - c) Se for caso disso, o impacto da indisponibilidade forçada no estado de disponibilidade de outros ativos relevantes de que seja agente de planeamento de indisponibilidades.
6. Se detetar que uma ou mais indisponibilidades forçadas nos termos do n.º 1 podem fazer sair a rede de transporte do estado normal, o ORT deve informar o(s) agente(s) de planeamento de indisponibilidades afetado(s) do limite temporal a partir do qual a segurança operacional deixa de poder ser mantida se o(s) ativo(s) relevante(s) deste(s) em indisponibilidade forçada não regressar(em) ao estado «disponível». Os agentes de planeamento de indisponibilidades devem comunicar ao ORT se são ou não capazes de respeitar esse limite temporal, justificando-o devidamente se o não puderem respeitar.
7. Após qualquer alteração do plano de disponibilidade devido a indisponibilidades forçadas, e em observância dos prazos estabelecidos nos artigos 7.º, 10.º e 15.º do Regulamento (UE) n.º 543/2013, o ORT em causa deve atualizar a plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade com as informações mais recentes.

Artigo 103.º

Execução em tempo real de planos de disponibilidade

1. Incumbe a cada proprietário de instalação geradora garantir que, quando necessário para manter a segurança operacional, exceto em caso de indisponibilidades forçadas, os módulos geradores relevantes de que é proprietário declarados «disponíveis» estão prontos a produzir eletricidade em conformidade com as suas capacidades técnicas declaradas.
2. Incumbe a cada proprietário de instalação geradora garantir que os módulos geradores relevantes de que é proprietário declarados «indisponíveis» não produzem eletricidade.
3. Incumbe a cada proprietário de instalação de consumo garantir que as instalações de consumo relevantes de que é proprietário declaradas «indisponíveis» não consomem eletricidade.

4. Incumbe a cada proprietário de elemento de rede relevante garantir que, quando necessário para manter a segurança operacional, exceto em caso de indisponibilidades forçadas, os elementos de rede relevantes de que é proprietário declarados «disponíveis» estão prontos a transportar eletricidade em conformidade com as suas capacidades técnicas declaradas.
5. Incumbe a cada proprietário de elemento de rede relevante garantir que os elementos de rede relevantes de que é proprietário declarados «indisponíveis» não transportam eletricidade.
6. Caso se apliquem condições de rede específicas à execução do estado «indisponível» ou do estado «em ensaio» de um elemento de rede relevante, em conformidade com o artigo 96.º, n.º 6, o ORT, ORD ou ORDF em causa, antes de executar esse estado, deve avaliar se essas condições estão preenchidas. Se as condições em causa não estiverem preenchidas, deve instruir o proprietário do elemento de rede relevante para não executar os estados «indisponível» ou «em ensaio», ou parte deles.
7. Se um ORT concluir que a execução do estado «indisponível» ou do estado «em ensaio» de um ativo relevante faz ou pode fazer sair a rede de transporte do estado normal, incumbe-lhe instruir o proprietário do ativo relevante, se o ativo estiver ligado à rede de transporte, ou o ORD ou ORDF, se o ativo estiver ligado a uma rede de distribuição ou a uma rede de distribuição fechada, para retardar, segundo as suas instruções e tanto quanto possível, respeitando os limites técnicos e de segurança, a execução do estado «indisponível» ou do estado «em ensaio» do ativo relevante em questão.

TÍTULO 4

ADEQUAÇÃO

Artigo 104.º

Previsões para as análises da adequação de zonas de controlo

Incumbe a cada ORT disponibilizar aos outros ORT, através da plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade, as previsões que utilize nas análises da adequação de zonas de controlo em conformidade com os artigos 105.º e 107.º.

Artigo 105.º

Análise da adequação de zonas de controlo

1. Incumbe a cada ORT efetuar uma análise de adequação de zona de controlo que avalie se o somatório da produção na sua zona de controlo e das capacidades de importação transfronteiriças é suficiente para suprir o consumo total na sua zona de controlo em vários cenários operacionais, tendo em conta o nível exigido de reservas de potência ativa estabelecido nos artigos 118.º e 119.º.
2. Ao efetuar uma análise de adequação de zona de controlo nos termos do n.º 1, o ORT deve:
 - a) Utilizar os planos de disponibilidade mais recentes e os dados disponíveis mais recentes relativos:
 - i) Às capacidades dos módulos geradores, fornecidas em conformidade com o artigo 43.º, n.º 5, e com os artigos 45.º e 51.º;
 - ii) À capacidade interzonal;
 - iii) À eventual resposta do consumo, fornecidos em conformidade com os artigos 52.º e 53.º;
 - b) Ter em conta as contribuições da produção a partir de fontes de energia renováveis e o consumo;
 - c) Avaliar a probabilidade e a duração expectável de uma falta de adequação e a energia previsivelmente não fornecida devido a essa falta.
3. O mais rapidamente possível após uma avaliação de falta de adequação na sua zona de controlo, o ORT deve comunicar a falta de adequação à sua entidade reguladora — ou a outra autoridade competente explicitamente prevista na legislação nacional — e, se for caso disso, às partes afetadas.

4. O mais rapidamente possível após uma avaliação de falta de adequação na sua zona de controlo, o ORT deve informar disso todos os ORT através da plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade.

Artigo 106.º

Adequação de zonas de controlo até «para a semana seguinte», inclusive

1. Incumbe a cada ORT contribuir para as perspetivas pan-europeias anuais de Verão e de Inverno relativas à adequação da produção, referidas no artigo 8.º, n.º 3, alínea f), do Regulamento (CE) n.º 714/2009, aplicando a metodologia adotada pela REORT para a Eletricidade.
2. Incumbe a cada ORT efetuar, duas vezes por ano, uma análise de adequação de zona de controlo relativamente ao Verão e ao Inverno seguintes, tendo em conta cenários pan-europeus compatíveis com as perspetivas pan-europeias anuais de Verão e de Inverno relativas à adequação da produção.
3. O ORT deve atualizar as suas análises de adequação de zona de controlo se detetar alguma probabilidade de alteração do estado de disponibilidade de módulos geradores, de estimativas de consumo, de estimativas relativas a fontes de energia renováveis ou de capacidades interzonais passível de afetar significativamente a adequação expectável.

Artigo 107.º

Adequação de zonas de controlo «para o dia seguinte» e intradiária

1. Incumbe a cada ORT efetuar análises de adequação de zona de controlo relativamente aos períodos de operação «para o dia seguinte» e intradiário com base no seguinte:
 - a) Programas referidos no artigo 111.º;
 - b) Previsões de consumo;
 - c) Previsões de produção de energia a partir de fontes renováveis;
 - d) Reservas de potência ativa, em conformidade com os dados fornecidos nos termos do artigo 46.º, n.º 1, alínea a);
 - e) Capacidades de importação e de exportação na zona de controlo, coerentes com as capacidades interzonais, calculadas, se for caso disso, em conformidade com o artigo 14.º do Regulamento (UE) 2015/1222;
 - f) Capacidades dos módulos geradores em conformidade com os dados fornecidos nos termos do artigo 43.º, n.º 4, e dos artigos 45.º e 51.º, bem como os estados de disponibilidade dos mesmos; e
 - g) Capacidades das instalações de consumo com resposta do consumo em conformidade com os dados fornecidos nos termos dos artigos 52.º e 53.º, bem como os estados de disponibilidade dos mesmos.
2. Incumbe a cada ORT avaliar:
 - a) O nível mínimo de importação e o nível máximo de exportação compatíveis com a adequação da sua zona de controlo;
 - b) A duração expectável da potencial falta de adequação; e
 - c) A quantidade de energia não fornecida por falta de adequação.
3. Se, mediante a análise referida no n.º 1, as condições de adequação não estiverem preenchidas, o ORT deve comunicar a falta de adequação à sua entidade reguladora ou outra autoridade competente. O ORT faculta à sua entidade reguladora ou outra autoridade competente uma análise das causas da falta de adequação e propõe medidas de atenuação.

TÍTULO 5

SERVIÇOS AUXILIARES*Artigo 108.º***Serviços auxiliares**

1. Incumbe a cada ORT monitorizar a disponibilidade de serviços auxiliares.
2. Incumbe a cada ORT, relativamente a serviços de potência ativa e serviços de potência reativa, se for caso disso em coordenação com outros ORT:
 - a) Conceber, instituir e gerir a contratação por concurso de serviços auxiliares;
 - b) Monitorizar, com base nos dados fornecidos nos termos da parte II, título 2, se o nível e a localização dos serviços auxiliares disponíveis permitem garantir a segurança operacional; e
 - c) Utilizar todos os meios disponíveis viáveis e economicamente eficientes para contratar por concurso o nível necessário de serviços auxiliares.
3. O ORT deve publicar os níveis de capacidade em reserva necessários para manter a segurança operacional.
4. O ORT deve comunicar o nível disponível de reservas de potência ativa aos outros ORT que lho solicitarem.

*Artigo 109.º***Serviços auxiliares de potência reativa**

1. Incumbe a cada ORT avaliar, para cada período de planeamento operacional, comparativamente às suas previsões, se os seus serviços auxiliares de potência reativa disponíveis são suficiente para manter a segurança operacional da rede de transporte.
2. A fim de melhorar a eficiência do funcionamento dos elementos da sua rede de transporte, o ORT deve monitorizar:
 - a) As capacidades de potência reativa disponíveis de instalações geradoras;
 - b) As capacidades de potência reativa disponíveis de instalações de consumo ligadas à rede de transporte;
 - c) As capacidades de potência reativa disponíveis de ORD;
 - d) O equipamento disponível, ligado à rede de transporte, destinado a fornecer potência reativa; e
 - e) As razões de potência ativa e de potência reativa nas interfaces da rede de transporte com as redes de distribuição a ela ligadas.
3. Se o nível de serviços auxiliares de potência reativa não for suficiente para manter a segurança operacional, o ORT deve:
 - a) Informar disso os ORT vizinhos; e
 - b) Preparar e ativar medidas corretivas, em conformidade com o artigo 23.º.

TÍTULO 6

PROGRAMAÇÃO*Artigo 110.º***Estabelecimento de processos de programação**

1. Ao estabelecerem processos de programação, os ORT devem ter em conta e, se necessário, completar as condições operacionais da metodologia de fornecimento de dados de produção e de consumo elaborada em conformidade com o artigo 16.º do Regulamento (UE) 2015/1222.

2. Se uma determinada zona de ofertas abranger apenas uma zona de controlo, o âmbito geográfico da zona de programação coincide com o da zona de ofertas. Se a zona de controlo abranger várias zonas de ofertas, o âmbito geográfico da zona de programação coincide com o da zona de ofertas. Se a zona de ofertas abranger várias zonas de controlo, os ORT da zona de ofertas podem decidir conjuntamente pôr em prática um processo comum de programação; caso contrário, considera-se zona de programação distinta cada zona de controlo da zona de ofertas.
3. O proprietário da instalação deve nomear um agente de programação para cada instalação geradora ou instalação de consumo a que se apliquem requisitos de programação estabelecidos nos termos e condições nacionais, ou agir ele próprio como tal.
4. Incumbe a cada participante no mercado ou agente de transferência a que se apliquem requisitos de programação estabelecidos nos termos e condições nacionais nomear um agente de programação ou agir ele próprio como tal.
5. Incumbe a cada ORT que opere uma zona de programação estabelecer as disposições necessárias ao tratamento dos programas transmitidos pelos agentes de programação.
6. Se uma determinada zona de programação abranger mais do que uma zona de controlo, os ORT responsáveis por essas zonas de controlo devem pôr-se de acordo acerca do ORT que operará a zona de programação.

Artigo 111.º

Comunicação de programas em zonas de programação

1. Incumbe a cada agente de programação, exceto aos que o sejam de agentes de transferência, apresentar ao ORT que opera a zona de programação, se este lho solicitar, e, se for caso disso, às partes terceiras, os seguintes programas:
 - a) Programas de produção;
 - b) Programas de consumo;
 - c) Programas comerciais internos; e
 - d) Programas comerciais externos.
2. Incumbe a cada agente de programação de agente de transferência ou, se for caso disso, de contraparte central apresentar ao ORT que opera uma zona de programação abrangida pelo acoplamento de mercados, se este lho solicitar, e, se for caso disso, às partes terceiras, os seguintes programas:
 - a) Os seguintes programas comerciais externos:
 - i) Referentes a trocas multilaterais entre a zona de programação em causa e um grupo de outras zonas de programação;
 - ii) Referentes a trocas bilaterais entre a zona de programação em causa e outra zona de programação;
 - b) Programas comerciais internos entre o agente de transferência e as contrapartes centrais;
 - c) Programas comerciais internos entre o agente de transferência e outros agentes de transferência.

Artigo 112.º

Coerência de programas

1. Incumbe a cada ORT que opere uma zona de programação nela verificar o equilíbrio aditivo dos programas de produção, dos programas de consumo, dos programas comerciais externos e dos programas de ORT externos.
2. No caso dos programas de ORT externos, incumbe a cada ORT acordar os valores do programa com o ORT correspondente. Na falta de acordo, aplica-se o valor mais baixo.

3. No caso das trocas bilaterais entre duas zonas de programação, incumbe a cada ORT acordar os programas comerciais externos com o ORT correspondente. Na falta de acordo sobre os valores dos programas comerciais, aplica-se o valor mais baixo.
4. Os ORT que operem zonas de programação devem verificar o equilíbrio dos programas externos líquidos agregados entre todas as zonas de programação da zona síncrona. Em caso de disparidade, se os ORT não se puserem de acordo sobre os valores dos programas externos líquidos agregados, aplicam-se os valores mais baixos.
5. Incumbe a cada agente de programação de agente de transferência ou, se for caso disso, de contraparte central apresentar aos ORT que lho solicitem, sob a forma de programas externos líquidos agregados, os valores dos programas comerciais externos de cada zona de programação envolvida no acoplamento de mercado.
6. Incumbe a cada calculador de trocas programadas apresentar aos ORT que lho solicitem, sob a forma de programas externos líquidos agregados, os valores de trocas programadas relativos às zonas de programação envolvidas no acoplamento de mercados, incluindo as trocas bilaterais entre zonas de programação.

Artigo 113.º

Informações a facultar a outros ORT

1. Um ORT pode solicitar a outro ORT que calcule e lhe faculte:
 - a) Programas externos líquidos agregados; e
 - b) A posição líquida de corrente alternada na zona, se a zona de programação em causa estiver interligada com outras zonas de programação por meio de ligações em corrente alternada.
2. Se necessário para a criação de modelos de rede comuns, em conformidade com o artigo 70.º, n.º 1, compete a cada ORT que opere uma zona de programação facultar o seguinte aos ORT que lho solicitem:
 - a) Programas de produção; e
 - b) Programas de consumo.

TÍTULO 7

PLATAFORMA DE DADOS DE PLANEAMENTO OPERACIONAL DA REORT PARA A ELETRICIDADE

Artigo 114.º

Disposições gerais relativas à plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade

1. No prazo máximo de 24 meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, a REORT para a Eletricidade deve, em conformidade com os artigos 115.º, 116.º e 117.º, implantar e operar uma plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade para armazenamento, troca e gestão das informações relevantes.
2. No prazo máximo de seis meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, os ORT devem definir um modelo harmonizado para a troca de dados, a integrar na dita plataforma.
3. Os ORT e os coordenadores de segurança regionais devem ter acesso a todas as informações inseridas na referida plataforma.
4. Enquanto a plataforma não estiver implantada, os ORT podem trocar entre si e com os coordenadores de segurança regionais os dados relevantes.
5. A REORT para a Eletricidade deve elaborar um plano de continuidade de atividades a ser aplicado em caso de indisponibilidade da sua plataforma de dados de planeamento operacional.

*Artigo 115.º***Modelos de rede individuais, modelos de rede comuns e análise de segurança operacional**

1. Devem ser conservados na plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade os modelos de rede individuais e informações relevantes conexas correspondentes a todos os períodos de operação estabelecidos no presente regulamento, no artigo 14.º, n.º 1, do Regulamento (UE) 2015/1222 e no artigo 9.º do Regulamento (UE) 2016/1719.
2. As informações sobre modelos de rede individuais constantes da plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade devem poder ser fundidas em modelos de rede comuns.
3. O modelo de rede comum estabelecido para cada período de operação deve ser disponibilizado na plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade.
4. No caso do período de operação «para o ano seguinte» são as seguintes as informações que devem estar disponíveis na plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade:
 - a) Modelo de rede individual «para o ano seguinte» por ORT e por cenário definido em conformidade com o artigo 66.º; e
 - b) Modelo de rede comum «para o ano seguinte» por cenário definido em conformidade com o artigo 67.º.
5. No caso dos períodos de operação «para o dia seguinte» e intradiário, são as seguintes as informações que devem estar disponíveis na plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade:
 - a) Modelos de rede individuais para os períodos de operação «para o dia seguinte» e intradiário por ORT, de acordo com a resolução temporal definida nos termos do artigo 70.º, n.º 1;
 - b) Trocas programadas nas ocasiões relevantes, por zona de programação ou por fronteira de zona de programação, conforme o que os ORT considerarem relevante, e por sistema CCAT que ligue zonas de programação;
 - c) Modelos de rede comuns para os períodos de operação «para o dia seguinte» e intradiário, de acordo com a resolução temporal definida nos termos do artigo 70.º, n.º 1; e
 - d) Lista das medidas corretivas preparadas e acordadas que tenham sido identificadas para resolver os congestionamentos com relevância transfronteiriça.

*Artigo 116.º***Coordenação de indisponibilidades**

1. A plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade deve compreender um módulo de armazenamento e troca das informações relevantes para a coordenação de indisponibilidades.
2. As informações referidas no n.º 1 devem compreender, pelo menos, o estado de disponibilidade dos ativos relevantes e as informações relativas aos planos de disponibilidade a que se refere o artigo 92.º.

*Artigo 117.º***Adequação da rede**

1. A plataforma de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade deve compreender um módulo de armazenamento e troca das informações relevantes para a realização das análises coordenadas de adequação.
2. As informações referidas no n.º 1 devem compreender, pelo menos, o seguinte:
 - a) Os dados de adequação da rede «para a estação seguinte» fornecidos por cada ORT;
 - b) O relatório de análise da adequação pan-europeia da rede «para a estação seguinte»;
 - c) As previsões utilizadas nas análises de adequação, em conformidade com o artigo 104.º; e
 - d) Informações relativas à falta de adequação, em conformidade com o artigo 105.º, n.º 4.

PARTE IV

CONTROLO POTÊNCIA-FREQUÊNCIA E RESERVAS

TÍTULO 1

ACORDOS OPERACIONAIS*Artigo 118.º***Acordos operacionais de zona síncrona**

1. No prazo máximo de 12 meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, os ORT de cada zona síncrona devem elaborar em conjunto propostas comuns relativas ao seguinte:
 - a) As regras de dimensionamento da reserva de contenção da frequência (RCF), em conformidade com o artigo 153.º;
 - b) As propriedades adicionais da RCF, em conformidade com o artigo 154.º, n.º 2;
 - c) Os parâmetros definidores de qualidade de frequência e o valor-padrão de qualidade de frequência, em conformidade com o artigo 127.º;
 - d) Para as zonas síncronas Europa Continental (CE) e Nórdica, os valores-padrão de erro de controlo no restabelecimento da frequência referentes a cada bloco CPF, em conformidade com o artigo 128.º;
 - e) A metodologia de avaliação do risco e da evolução do risco de esgotamento de RCF na zona síncrona, em conformidade com o artigo 131.º, n.º 2;
 - f) O monitor de zona síncrona, em conformidade com o artigo 133.º;
 - g) O cálculo do programa de controlo a partir da posição líquida de corrente alternada na zona, com um período de rampa comum para o cálculo do erro de controlo de zona (ECZ) no caso das zonas síncronas com mais de uma zona CPF, em conformidade com o artigo 136.º;
 - h) Se for caso disso, as restrições de emissão de potência ativa das interligações CCAT entre zonas síncronas, em conformidade com o artigo 137.º;
 - i) A estrutura CPF, em conformidade com o artigo 139.º;
 - j) Se for caso disso, a metodologia de redução do desvio de tempo elétrico, em conformidade com o artigo 181.º;
 - k) Se na zona síncrona operarem mais do que um ORT, a distribuição de responsabilidades pelos ORT, em conformidade com o artigo 141.º;
 - l) Os procedimentos operacionais em caso de esgotamento da RCF, em conformidade com o artigo 152.º, n.º 7;
 - m) No caso das zonas síncronas GB e IE/NÍ, medidas destinadas a garantir a recuperação dos reservatórios de energia, em conformidade com o artigo 156.º, n.º 6, alínea b);
 - n) Os procedimentos operacionais para reduzir o desvio de frequência da rede a fim de repor a rede no estado normal e limitar o risco de passagem ao estado de emergência, em conformidade com o artigo 152.º, n.º 10;
 - o) As funções e responsabilidades dos ORT que executam processos de compensação de desvios, processos de ativação transfronteiriça de reserva de restabelecimento da frequência (RRF) ou processos de ativação transfronteiriça de reserva de reposição (RR), em conformidade com o artigo 149.º, n.º 2;
 - p) Requisitos relativos à disponibilidade, fiabilidade e redundância da infraestrutura técnica, em conformidade com o artigo 151.º, n.º 2;
 - q) Regras comuns de operação no estado normal e no estado de alerta, em conformidade com o artigo 152.º, n.º 6, e as medidas referidas no artigo 152.º, n.º 15;
 - r) No caso das zonas síncronas CE e Nórdica, o período mínimo de ativação que os fornecedores de RCF têm de garantir, em conformidade com o artigo 156.º, n.º 10;
 - s) No caso das zonas síncronas CE e Nórdica, as hipóteses e a metodologia para a análise de custos-benefícios, em conformidade com o artigo 156.º, n.º 11;

- t) Se for caso disso, no caso das zonas síncronas diversas da zona CE, os limites à troca de RCF entre ORT, em conformidade com o artigo 163.º, n.º 2;
- u) As funções e responsabilidades do ORT de ligação de reserva, do ORT recetor de reserva e do ORT afetado no tocante à troca de RRF e de RR, definidas nos termos do artigo 165.º, n.º 1;
- v) As funções e responsabilidades do ORT fornecedor de capacidade de controlo, do ORT recetor de capacidade de controlo e do ORT afetado no tocante à partilha de RRF e de RR, definidas nos termos do artigo 166.º, n.º 1;
- w) As funções e responsabilidades do ORT de ligação de reserva, do ORT recetor de reserva e do ORT afetado, no tocante à troca de reservas entre zonas síncronas, e do ORT fornecedor de capacidade de controlo, do ORT recetor de capacidade de controlo e do ORT afetado, no tocante à partilha de reservas entre zonas síncronas, definidas nos termos do artigo 171.º, n.º 2;
- x) A metodologia para determinação dos limites da quantidade de RCF partilhada entre zonas síncronas, definida nos termos do artigo 174.º, n.º 2;
- y) No caso das zonas síncronas GB e IE/NL, a metodologia para determinação do fornecimento mínimo de capacidade em reserva de RCF, em conformidade com o artigo 174.º, n.º 2, alínea b);
- z) A metodologia para determinação dos limites da quantidade de RRF trocada entre zonas síncronas, definida nos termos do artigo 176.º, n.º 1, e a metodologia para determinação dos limites da quantidade de RRF partilhada entre zonas síncronas, definida nos termos do artigo 177.º, n.º 1; e
- aa) A metodologia para determinação dos limites da quantidade de RR trocada entre zonas síncronas, definida nos termos do artigo 178.º, n.º 1, e a metodologia para determinação dos limites da quantidade de RR partilhada entre zonas síncronas, definida nos termos do artigo 179.º, n.º 1.

2. Os ORT de cada zona síncrona devem submeter as metodologias e condições enumeradas no artigo 6.º, n.º 3, alínea d), à aprovação das entidades reguladoras da zona síncrona. No prazo máximo de um mês após a aprovação dessas metodologias e condições, os ORT da zona síncrona devem celebrar entre eles um acordo operacional de zona síncrona, o qual deve entrar em vigor no prazo máximo de três meses após a aprovação das referidas metodologias e condições.

Artigo 119.º

Acordos operacionais de bloco CPF

1. No prazo máximo de 12 meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, os ORT de cada bloco CPF devem elaborar em conjunto propostas comuns relativas ao seguinte:
 - a) Se o bloco CPF consistir em mais do que uma zona CPF, os valores-padrão de ECRF para cada zona CPF definida nos termos do artigo 128.º, n.º 4;
 - b) Um monitor de bloco CPF, em conformidade com o artigo 134.º, n.º 1;
 - c) Restrições de rampa aplicáveis à emissão de potência ativa, em conformidade com o artigo 137.º, n.ºs 3 e 4;
 - d) Se no bloco CPF operarem mais do que um ORT, a distribuição de responsabilidades pelos ORT nesse bloco, em conformidade com o artigo 141.º, n.º 9;
 - e) Se for caso disso, nomeação do ORT responsável pelas tarefas especificadas no artigo 145.º, n.º 6;
 - f) Requisitos adicionais relativos à disponibilidade, fiabilidade e redundância da infraestrutura técnica, definidos em conformidade com o artigo 151.º, n.º 3;
 - g) Os procedimentos operacionais em caso de esgotamento da RRF ou da RR, em conformidade com o artigo 152.º, n.º 8;
 - h) As regras de dimensionamento da RRF, definidas em conformidade com o artigo 157.º, n.º 1;
 - i) As regras de dimensionamento da RR, definidas em conformidade com o artigo 160.º, n.º 2;

- j) Se no bloco CPF operarem mais do que um ORT, a distribuição de responsabilidades definida em conformidade com o artigo 157.º, n.º 3, e, se for caso disso, a distribuição de responsabilidades definida em conformidade com o artigo 160.º, n.º 6;
- k) O procedimento em caso de agravamento definido nos termos do artigo 157.º, n.º 4, e, se for caso disso, o procedimento em caso de agravamento definido nos termos do artigo 160.º, n.º 7;
- l) Os requisitos de disponibilidade de RRF e os requisitos relativos à qualidade do controlo definidos nos termos do artigo 158.º, n.º 2, e, se for caso disso, os requisitos de disponibilidade de RR e os requisitos relativos à qualidade do controlo definidos nos termos do artigo 161.º, n.º 2;
- m) Se for caso disso, os limites à troca de RCF entre as zonas CPF dos diversos blocos CPF da zona síncrona CE e à troca de RRF e de RR entre as zonas CPF de um bloco CPF de uma zona síncrona constituída por mais de um bloco CPF, definidos em conformidade com o artigo 163.º, n.º 2, o artigo 167.º e o artigo 169.º, n.º 2;
- n) As funções e responsabilidades do ORT de ligação de reserva, do ORT recetor de reserva e do ORT afetado no tocante à troca de RRF e/ou de RR com ORT de outros blocos CPF, definidas nos termos do artigo 165.º, n.º 8;
- o) As funções e responsabilidades do ORT fornecedor de capacidade de controlo, do ORT recetor de capacidade de controlo e do ORT afetado no tocante à partilha de RRF e de RR, definidas nos termos do artigo 166.º, n.º 7;
- p) As funções e responsabilidades do ORT fornecedor de capacidade de controlo, do ORT recetor de capacidade de controlo e do ORT afetado no tocante à partilha de RRF e de RR entre zonas síncronas, definidas nos termos do artigo 175.º, n.º 2;
- q) Medidas de coordenação destinadas a reduzir o ECRF, como definido no artigo 152.º, n.º 14; e
- r) Medidas de redução do ECRF por meio da solicitação de alterações da produção ou do consumo de potência ativa de módulos geradores e de unidades de consumo, em conformidade com o artigo 152.º, n.º 16.

2. Os ORT de cada bloco CPF devem submeter as metodologias e condições enumeradas no artigo 6.º, n.º 3, alínea e), à aprovação das entidades reguladoras do bloco CPF. No prazo máximo de um mês após a aprovação dessas metodologias e condições, os ORT do bloco CPF devem celebrar entre eles um acordo operacional de bloco CPF, o qual deve entrar em vigor no prazo máximo de três meses após a aprovação das referidas metodologias e condições.

Artigo 120.º

Acordo operacional de zona CPF

No prazo máximo de 12 meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, os ORT de cada zona CPF devem estabelecer um acordo operacional de zona CPF que inclua, pelo menos, o seguinte:

- a) A distribuição de responsabilidades pelos ORT nessa zona, em conformidade com o artigo 141.º, n.º 8;
- b) A nomeação do ORT responsável pela aplicação e pelo funcionamento do processo de restabelecimento da frequência, em conformidade com o artigo 143.º, n.º 4.

Artigo 121.º

Acordo operacional de zona de monitorização

No prazo máximo de 12 meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, os ORT de cada zona de monitorização devem estabelecer um acordo operacional de zona de monitorização que inclua, pelo menos, a distribuição de responsabilidades pelos ORT nessa zona, em conformidade com o artigo 141.º, n.º 7.

Artigo 122.º

Acordo de compensação de desvios

Incumbe aos ORT participantes no mesmo processo de compensação de desvios estabelecerem entre eles um acordo de compensação de desvios que inclua, pelo menos, as funções e responsabilidades dos ORT nos termos do artigo 149.º, n.º 3.

*Artigo 123.º***Acordo de ativação transfronteiriça de RRF**

Os ORT participantes no mesmo processo de ativação transfronteiriça de RRF devem estabelecer um acordo de ativação transfronteiriça de RRF que inclua, pelo menos, as funções e responsabilidades dos ORT nos termos do artigo 149.º, n.º 3.

*Artigo 124.º***Acordo de ativação transfronteiriça de RR**

Os ORT participantes no mesmo processo de ativação transfronteiriça de RR devem estabelecer um acordo de ativação transfronteiriça de RR que inclua, pelo menos, as funções e responsabilidades dos ORT nos termos do artigo 149.º, n.º 3.

*Artigo 125.º***Acordo de partilha**

Os ORT participantes no mesmo processo de partilha de RCF, RRF ou RR devem estabelecer um acordo de partilha que inclua, pelo menos, o seguinte:

- a) Em caso de partilha de RRF ou de RR numa zona síncrona, as funções e responsabilidades do ORT fornecedor de capacidade de controlo, do ORT recetor de capacidade de controlo e do ORT afetado, em conformidade com o artigo 165.º, n.º 3; ou
- b) Em caso de partilha de reservas entre zonas síncronas, as funções e responsabilidades do ORT recetor de capacidade de controlo e do ORT fornecedor de capacidade de controlo em conformidade com o artigo 171.º, n.º 4, bem como os procedimentos para os casos em que a partilha de reservas entre zonas síncronas não seja realizada em tempo real, em conformidade com o artigo 171.º, n.º 9.

*Artigo 126.º***Acordo de troca**

Os ORT participantes na mesma troca de RCF, RRF ou RR devem estabelecer um acordo de troca que inclua, pelo menos, o seguinte:

- a) Em caso de troca de RRF ou de RR numa zona síncrona, as funções e responsabilidades do ORT de ligação da reserva e do ORT recetor da reserva, em conformidade com o artigo 165.º, n.º 3; ou
- b) Em caso de troca de reservas entre zonas síncronas, as funções e responsabilidades do ORT de ligação da reserva e do ORT recetor da reserva, em conformidade com o artigo 171.º, n.º 4, bem como os procedimentos para os casos em que a troca de reservas entre zonas síncronas não seja realizada em tempo real, em conformidade com o artigo 171.º, n.º 9.

TÍTULO 2

QUALIDADE DA FREQUÊNCIA*Artigo 127.º***Parâmetros definidores de qualidade de frequência e valor-padrão de qualidade de frequência**

1. Os parâmetros definidores de qualidade de frequência são os seguintes:
 - a) A frequência nominal, no caso de todas as zonas síncronas;
 - b) A gama de frequências padrão, no caso de todas as zonas síncronas;

- c) O desvio de frequência instantâneo máximo, no caso de todas as zonas síncronas;
 - d) O desvio máximo de frequência em regime permanente, no caso de todas as zonas síncronas;
 - e) O tempo de restabelecimento da frequência, no caso de todas as zonas síncronas;
 - f) O tempo de recuperação da frequência, no caso das zonas síncronas GB e IE/NÍ;
 - g) A gama de restabelecimento da frequência, no caso das zonas síncronas GB, IE/NÍ e Nórdica;
 - h) A gama de recuperação da frequência, no caso das zonas síncronas GB e IE/NÍ; e
 - i) O tempo de desencadeamento do estado de alerta, no caso de todas as zonas síncronas.
2. A frequência nominal deve ser de 50 Hz em todas as zonas síncronas.
3. Os valores predefinidos dos parâmetros definidores de qualidade de frequência enumerados no n.º 1 são os constantes do anexo III, quadro 1.
4. O valor-padrão de qualidade de frequência é o número máximo anual de minutos fora da gama de frequências padrão em cada zona síncrona, cujo valor predefinido é indicado para cada zona síncrona no anexo III, quadro 2.
5. Os valores dos parâmetros definidores de qualidade de frequência constantes do anexo III, quadro 1, e dos valores-padrão de qualidade de frequência constantes do anexo III, quadro 2, só não se aplicam se todos os ORT da zona síncrona em causa propuserem valores diferentes, em conformidade com os n.ºs 6, 7 e 8.
6. Assiste aos ORT das zonas síncronas CE e Nórdica o direito de proporem, no acordo operacional da sua zona síncrona, valores diferentes dos indicados no anexo III, quadros 1 e 2, relativos:
- a) Ao tempo de desencadeamento do estado de alerta;
 - b) Ao número máximo de minutos fora da gama de frequências padrão.
7. Assiste aos ORT das zonas síncronas GB e IE/NÍ o direito de proporem, no acordo operacional da sua zona síncrona, valores diferentes dos estabelecidos no anexo III, quadros 1 e 2, relativos:
- a) Ao tempo de restabelecimento da frequência;
 - b) Ao tempo de desencadeamento do estado de alerta; e
 - c) Ao número máximo de minutos fora da gama de frequências padrão.
8. As propostas de alteração dos valores nos termos dos n.ºs 6 e 7 devem basear-se numa avaliação dos valores registados de frequência da rede durante um período de, pelo menos, um ano e na evolução da zona síncrona, devendo ainda satisfazer as seguintes condições:
- a) A alteração proposta dos parâmetros definidores de qualidade de frequência constantes do anexo III, quadro 1, e dos valores-padrão de qualidade de frequência constantes do anexo III, quadro 2, tem em conta:
 - i) A dimensão da rede, com base no consumo e na produção da zona síncrona e na inércia da zona síncrona;
 - ii) O incidente de referência;
 - iii) A estrutura da rede e/ou a topologia da rede;
 - iv) O comportamento da produção e do consumo;
 - v) O número de módulos geradores com modo limitadamente sensível à frequência em sobrefrequências e modo limitadamente sensível à frequência em subfrequências, definidos no artigo 13.º, n.º 2, e no artigo 15.º, n.º 2, alínea c), do Regulamento (UE) 2016/631, e a resposta desses módulos;

- vi) O número de unidades de consumo a operar com controlo da frequência da rede por resposta do consumo ativado ou controlo muito rápido de potência ativa por resposta do consumo ativado, como definido nos artigos 29.º e 30.º do Regulamento 2016/1388, e a resposta dessas unidades; e
 - vii) As capacidades técnicas dos módulos geradores e das unidades de consumo;
- b) Incumbe aos ORT da zona síncrona realizarem consultas públicas relativas ao impacto nas partes interessadas das alterações propostas dos parâmetros definidores de qualidade de frequência constantes do anexo III, quadro 1, e dos valores-padrão de qualidade de frequência constantes do anexo III, quadro 2.
9. Os ORT devem procurar cumprir os valores dos parâmetros definidores de qualidade de frequência e do valor-padrão de qualidade de frequência. Incumbe-lhes verificar, pelo menos anualmente, o cumprimento deste último.

Artigo 128.º

Valores-padrão de erro de controlo no restabelecimento da frequência (ECRF)

1. Os ORT das zonas síncronas CE e Nórdica devem especificar no acordo operacional de zona síncrona, pelo menos anualmente, os valores das gamas nível 1 e nível 2 de ECRF para cada bloco CPF dessas zonas síncronas.
2. Os ORT das zonas síncronas CE e Nórdica, se estas consistirem em mais do que um bloco CPF, devem garantir que as gamas nível 1 de ECRF e nível 2 de ECRF dos blocos CPF dessas zonas síncronas são proporcionais à raiz quadrada da soma das obrigações RCF iniciais dos ORT que compõem os blocos CPF, em conformidade com o artigo 153.º.
3. Os ORT das zonas síncronas CE e Nórdica devem procurar respeitar os seguintes valores-padrão de ECRF em cada bloco CPF da zona síncrona:
 - a) Número de períodos no ano fora da gama nível 1 de ECRF, durante um período não superior ao tempo de restabelecimento da frequência, inferior a 30 % dos períodos do ano; e
 - b) Número de períodos no ano fora da gama nível 2 de ECRF, durante um período não superior ao tempo de restabelecimento da frequência, inferior a 5 % dos períodos do ano.
4. Se um determinado bloco CPF consistir em mais do que uma zona CPF, os ORT desse bloco devem especificar no acordo operacional de bloco CPF os valores dos valores-padrão de ECRF em cada zona CPF.
5. No caso das zonas síncronas GB e IE/NÍ, a gama nível 1 de ECRF deve ser igual ou superior a 200 mHz e a gama nível 2 de ECRF deve ser igual ou superior a 500 mHz.
6. Os ORT das zonas síncronas GB e IE/NÍ devem procurar respeitar os seguintes valores-padrão de ECRF na zona síncrona:
 - a) Número máximo de períodos fora da gama nível 1 de ECRF não superior ao valor em percentagem de períodos do ano constante do anexo IV, quadro;
 - b) Número máximo de períodos fora da gama nível 2 de ECRF não superior ao valor em percentagem de períodos do ano constante do anexo IV, quadro.
7. Os ORT devem verificar, pelo menos anualmente, que os valores-padrão de ECRF são respeitados.

Artigo 129.º

Processo de aplicação de critérios

O processo de aplicação de critérios compreende:

- a) A recolha de dados de avaliação da qualidade da frequência; e
- b) O cálculo dos critérios de avaliação da qualidade da frequência.

*Artigo 130.º***Dados de avaliação da qualidade da frequência**

1. Os dados de avaliação da qualidade da frequência são os seguintes:
 - a) Para a zona síncrona:
 - i) Dados de frequência instantâneos; e
 - ii) Dados de desvio de frequência instantâneo;
 - b) Para cada bloco CPF da zona síncrona: os dados de ECRF instantâneo.
2. A exatidão de medição dos dados de frequência instantâneos e dos dados de ECRF instantâneo, quando medidos em Hz, deve ser de 1 mHz ou melhor do que isso.

*Artigo 131.º***CrITÉRIOS de avaliação de qualidade de frequência**

1. Os critérios de avaliação da qualidade da frequência são os seguintes:
 - a) Para a zona síncrona durante a operação em estado normal ou estado de alerta, em conformidade com o artigo 18.º, n.ºs 1 e 2, em termos mensais, relativamente a dados de frequência instantâneos:
 - i) Valor médio;
 - ii) Desvio-padrão;
 - iii) Percentis 1, 5, 10, 90, 95 e 99;
 - iv) Tempo total durante o qual o valor absoluto do desvio de frequência instantâneo excedeu o desvio de frequência padrão, distinguindo entre desvios de frequência instantâneos negativos e positivos;
 - v) Tempo total durante o qual o valor absoluto do desvio de frequência instantâneo excedeu o desvio de frequência instantâneo máximo, distinguindo entre desvios de frequência instantâneos negativos e positivos;
 - vi) Número de ocorrências durante as quais o valor absoluto do desvio de frequência instantâneo da zona síncrona excedeu 200 % do desvio de frequência padrão e o desvio de frequência instantâneo não regressou a 50 % do desvio de frequência padrão, no caso da zona síncrona CE, ou à gama de restabelecimento da frequência, no caso das zonas síncronas GB, IE/NÍ e Nórdica, no tempo de restabelecimento da frequência. Os dados devem distinguir os desvios de frequência negativos dos positivos;
 - vii) No caso das zonas síncronas GB e IE/NÍ, número de ocorrências durante as quais o valor absoluto do desvio de frequência instantâneo saiu da gama de recuperação da frequência e não regressou a esta gama no tempo de recuperação da frequência, distinguindo entre desvios de frequência negativos e positivos;
 - b) Para cada bloco CPF das zonas síncronas CE ou Nórdica durante a operação em estado normal ou em estado de alerta, em conformidade com o artigo 18.º, n.ºs 1 e 2, em termos mensais:
 - i) Relativamente a séries de dados dos valores médios de ECRF do bloco CPF em períodos iguais ao tempo de restabelecimento da frequência:
 - valor médio,
 - desvio-padrão,
 - percentis 1, 5, 10, 90, 95 e 99,
 - número de períodos durante os quais o valor médio de ECRF saiu da gama nível 1 de ECRF, distinguindo entre ECRF positivos e negativos, e
 - número de períodos durante os quais o valor médio de ECRF saiu da gama nível 2 de ECRF, distinguindo entre ECRF positivos e negativos;

- ii) Relativamente a séries de dados dos valores médios de ECRF do bloco CPF em períodos de um minuto: número de ocorrências mensais durante as quais o ECRF excedeu 60 % da capacidade em reserva de RRF e não regressou a 15 % da capacidade em reserva de RRF no tempo de restabelecimento da frequência, distinguindo entre desvios de ECRF negativos e positivos;
 - c) No caso dos blocos CPF das zonas síncronas GB e IE/NL, durante a operação em estado normal ou em estado de alerta, em conformidade com o artigo 18.º, n.ºs 1 e 2, em termos mensais, relativamente a séries de dados dos valores médios de ECRF do bloco CPF em períodos de um minuto: número de ocorrências durante as quais o valor absoluto de ECRF excedeu o desvio máximo de frequência em regime permanente e não regressou a 10 % do desvio máximo de frequência em regime permanente no tempo de restabelecimento da frequência, distinguindo entre desvios de ECRF negativos e positivos.
2. Os ORT de cada zona síncrona devem especificar no acordo operacional da sua zona síncrona uma metodologia comum de avaliação do risco e da evolução do risco de esgotamento de RCF na zona síncrona. Essa metodologia deve ser aplicada, no mínimo, uma vez por ano e deve basear-se, pelo menos, em dados históricos de frequência de rede instantânea correspondentes a um período não inferior a um ano. Incumbe aos ORT da zona síncrona facultarem os dados necessários para esta avaliação.

Artigo 132.º

Processo de recolha e de disponibilização de dados

1. O processo de recolha e de disponibilização de dados compreende:
 - a) Medições da frequência da rede;
 - b) Cálculo dos dados de avaliação da qualidade da frequência; e
 - c) Disponibilização dos dados de avaliação da qualidade da frequência para o processo de aplicação de critérios.
2. Compete ao monitor de zona síncrona nomeado em conformidade com o artigo 133.º pôr em prática o processo de recolha e de disponibilização de dados.

Artigo 133.º

Monitor de zona síncrona

1. Os ORT de cada zona síncrona devem nomear um deles, como monitor de zona síncrona, no acordo operacional da zona síncrona em causa.
2. Incumbe-lhe pôr em prática o processo de recolha e de disponibilização de dados da zona síncrona referido no artigo 132.º.
3. Incumbe-lhe igualmente pôr em prática o processo de aplicação de critérios referido no artigo 129.º.
4. O monitor de zona síncrona deve recolher os dados de avaliação da qualidade da frequência da sua zona síncrona e realizar o processo de aplicação de critérios, incluindo o cálculo dos critérios de avaliação da qualidade da frequência, de três em três meses e no prazo máximo de três meses após o termo do período analisado.

Artigo 134.º

Monitor de bloco CPF

1. Os ORT de cada bloco CPF devem nomear um deles como monitor de bloco CPF no acordo operacional de bloco CPF.

2. Incumbe-lhe recolher os dados de avaliação da qualidade da frequência relativos ao seu bloco CPF, em conformidade com o processo de aplicação de critérios referido no artigo 129.º.
3. Incumbe a cada ORT da zona CPF em causa fornecer ao monitor de bloco CPF as medições da zona CPF necessárias para a recolha dos dados de avaliação da qualidade da frequência relativos ao bloco CPF em questão.
4. O monitor de bloco CPF deve disponibilizar os dados de avaliação da qualidade da frequência do bloco CPF e às zonas CPF deste de três em três meses e no prazo máximo de dois meses após o termo do período analisado.

Artigo 135.º

Informações sobre o comportamento da produção e do consumo

Em conformidade com o artigo 40.º, cada ORT ligado tem o direito de solicitar aos URS as informações necessárias para monitorizar o comportamento da produção e do consumo relacionado com desvios, as quais podem incluir:

- a) Os valores de regulação de potência ativa com marca temporal para a operação em tempo real e futuro; e
- b) A emissão total de potência ativa com marca temporal.

Artigo 136.º

Período de rampa na zona síncrona

Incumbe aos ORT de cada zona síncrona com mais de uma zona CPF especificar no acordo operacional da zona síncrona um período de rampa comum dos programas líquidos agregados para as zonas CPF da zona síncrona em causa. O cálculo do programa de controlo a partir da posição líquida de corrente alternada na zona, para cálculo do erro de controlo de zona (ECZ), é realizado com o período de rampa comum.

Artigo 137.º

Restrições de rampa à emissão de potência ativa

1. Assiste aos ORT de duas zonas síncronas o direito de especificarem, no acordo operacional de cada zona síncrona, restrições aplicáveis à emissão de potência ativa das interligações CCAT entre as zonas síncronas em causa, para limitar a influência destas na observância dos valores-padrão de qualidade de frequência de cada zona síncrona, estabelecendo para o efeito uma taxa de rampa máxima combinada aplicável a todas as interligações CCAT entre as zonas síncronas em questão.
2. As restrições referidas no n.º 1 não se aplicam à compensação de desvios nem ao acoplamento de frequências nem à ativação transfronteiriça de RRF e de RR por interligações CCAT.
3. Assiste aos ORT interligados por uma interligação CCAT o direito de estabelecerem, no acordo operacional de bloco CPF, restrições comuns à emissão de potência ativa da interligação CCAT em causa, a fim de limitar a influência desta na observância do valor-padrão de ECRF dos blocos CPF ligados, acordando para o efeito períodos de rampa e/ou taxas de rampa máximas para a dita interligação CCAT. Essas restrições comuns não se aplicam à compensação de desvios nem ao acoplamento de frequências nem à ativação transfronteiriça de RRF e de RR por interligações CCAT. Os ORT de cada zona síncrona devem coordenar essas medidas na zona síncrona em causa.
4. Assiste aos ORT de cada bloco CPF o direito de estabelecerem, no acordo operacional do bloco CPF, as seguintes medidas de apoio à observância do valor-padrão de ECRF do bloco CPF em questão e de redução dos desvios determinísticos de frequência, tendo em conta as restrições tecnológicas dos módulos geradores e das unidades de consumo:
 - a) Obrigações relativas a períodos de rampa e/ou taxas de rampa máximas aplicáveis aos módulos geradores e/ou às unidades de consumo;

- b) Obrigações relativas a um tempo de início da rampa para cada módulo gerador e/ou unidade de consumo do bloco CPF; e
- c) Uma coordenação da rampa entre os módulos geradores, as unidades de consumo e o consumo de potência ativa no bloco CPF.

Artigo 138.º

Atenuação

Se os valores calculados para um período de um ano civil relativos aos valores-padrão de qualidade de frequência ou aos valores-padrão de ECRF se desviarem dos objetivos estabelecidos para a zona síncrona ou para o bloco CPF, os ORT da zona síncrona em causa ou do bloco CPF em causa devem:

- a) Analisar se os valores-padrão de qualidade de frequência ou os valores-padrão de ECRF continuarão desviados dos objetivos estabelecidos para a zona síncrona ou para o bloco CPF e, se o risco de que isso suceda for real, analisar as causas correspondentes e propor recomendações; e
- b) Elaborar medidas de atenuação destinadas a assegurar que os objetivos estabelecidos para a zona síncrona ou para o bloco CPF poderão futuramente ser cumpridos.

TÍTULO 3

ESTRUTURA DE CONTROLO POTÊNCIA-FREQUÊNCIA

Artigo 139.º

Estrutura básica

1. Incumbe aos ORT de cada zona síncrona especificar a estrutura de controlo potência-frequência da zona síncrona no acordo operacional da zona síncrona em causa. Incumbe a cada ORT aplicar a estrutura de controlo potência-frequência da sua zona síncrona e operar de acordo com ela.
2. A estrutura de controlo potência-frequência de uma zona síncrona deve incluir:
 - a) Uma estrutura de ativação de processos, em conformidade com o artigo 140.º; e
 - b) Uma estrutura de responsabilidade de processos, em conformidade com o artigo 141.º.

Artigo 140.º

Estrutura de ativação de processos

1. A estrutura de ativação de processos inclui:
 - a) Um processo de contenção da frequência (PCF), em conformidade com o artigo 142.º;
 - b) Um processo de restabelecimento da frequência (PRF), em conformidade com o artigo 143.º; e
 - c) No caso da zona síncrona CE, um processo de controlo de tempo, em conformidade com o artigo 181.º.
2. A estrutura de ativação de processos pode incluir:
 - a) Um processo de reposição de reservas (PRR), em conformidade com o artigo 144.º;
 - b) Um processo de compensação de desvios, em conformidade com o artigo 146.º;
 - c) Um processo de ativação transfronteiriça de RRF, em conformidade com o artigo 147.º;
 - d) Um processo de ativação transfronteiriça de RR, em conformidade com o artigo 148.º; e
 - e) No caso das zonas síncronas diversas da zona síncrona CE, um processo de controlo de tempo, em conformidade com o artigo 181.º.

Artigo 141.º

Estrutura de responsabilidade de processos

1. Ao especificar a estrutura de responsabilidade de processos, os ORT de cada zona síncrona devem ter em conta, pelo menos, os seguintes critérios:
 - a) A dimensão e a inércia total, incluindo a inércia sintética, da zona síncrona;
 - b) A estrutura da rede e/ou a topologia da rede; e
 - c) O comportamento de consumo, de produção e CCAT.
2. No prazo máximo de quatro meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, os ORT da zona síncrona devem elaborar em conjunto uma proposta comum relativa ao estabelecimento dos blocos CPF, a qual deve satisfazer os seguintes requisitos:
 - a) Correspondência de cada zona de monitorização a uma única zona CPF ou a uma parte de zona CPF;
 - b) Correspondência de cada zona CPF a um único bloco CPF ou a uma parte de bloco CPF;
 - c) Correspondência de cada bloco CPF a uma única zona síncrona ou a uma parte de zona síncrona; e
 - d) Pertença de cada elemento de rede apenas a uma zona de monitorização, apenas a uma zona CPF e apenas a um bloco CPF.
3. Os ORT de cada zona de monitorização devem calcular e monitorizar continuamente as trocas de potência ativa em tempo real da zona de monitorização.
4. Os ORT de cada zona CPF devem:
 - a) Monitorizar continuamente o ECRF da zona CPF;
 - b) Aplicar e utilizar um processo de restabelecimento da frequência (PRF) da zona CPF;
 - c) Procurar respeitar os valores-padrão de ECRF da zona CPF definidos no artigo 128.º; e
 - d) Ter o direito de aplicar um ou mais dos processos referidos no artigo 140.º, n.º 2.
5. Os ORT de cada bloco CPF devem:
 - a) Procurar respeitar os valores-padrão de ECRF do bloco CPF definidos no artigo 128.º; e
 - b) Cumprir as regras de dimensionamento de RRF, em conformidade com o artigo 157.º, e as regras de dimensionamento de RR, em conformidade com o artigo 160.º.
6. Os ORT da zona síncrona devem:
 - a) Aplicar e utilizar um processo de contenção da frequência (PCF) da zona síncrona;
 - b) Cumprir as regras de dimensionamento de RCF, em conformidade com o artigo 153.º; e
 - c) Procurar respeitar os valores-padrão de qualidade de frequência, em conformidade com o artigo 127.º.
7. Os ORT de cada zona de monitorização devem especificar no acordo operacional de zona de monitorização a distribuição de responsabilidades entre eles nessa zona para efeitos da obrigação estabelecida no n.º 3.
8. Os ORT de cada zona CPF devem especificar no acordo operacional de zona CPF a distribuição de responsabilidades entre eles nessa zona para efeitos das obrigações estabelecidas no n.º 4.
9. Os ORT de cada bloco CPF devem especificar no acordo operacional de bloco CPF a distribuição de responsabilidades entre eles nesse bloco para efeitos das obrigações estabelecidas no n.º 5.
10. Os ORT da zona síncrona devem especificar no acordo operacional da zona síncrona a distribuição de responsabilidades entre eles nessa zona para efeitos das obrigações estabelecidas no n.º 6.
11. Assiste aos ORT de duas ou mais zonas CPF ligadas por interligações o direito de formarem um bloco CPF se os requisitos estabelecidos no n.º 5 para um bloco CPF estiverem preenchidos.

*Artigo 142.º***Processo de contenção da frequência**

1. O objetivo de controlo de um processo de contenção da frequência é a estabilização da frequência da rede por ativação de RCF.
2. As características gerais da ativação de RCF numa zona síncrona devem corresponder a uma variação monótona decrescente da ativação de RCF em função do desvio de frequência.

*Artigo 143.º***Processo de restabelecimento da frequência**

1. Os objetivos de controlo do PRF são os seguintes:
 - a) Regulação do ECRF para zero em não mais do que o tempo de restabelecimento da frequência;
 - b) No caso das zonas síncronas CE e Nórdica, substituição progressiva da RCF ativada pela ativação de RRF, em conformidade com o artigo 145.º.
2. O ECRF é:
 - a) O erro de controlo de zona (ECZ) de uma zona CPF, caso exista mais de uma zona CPF na zona síncrona em causa; ou
 - b) O desvio de frequência, se ao bloco CPF e à zona síncrona corresponder uma só zona CPF.
3. Calcula-se o ECZ de uma determinada zona CPF somando, ao produto do fator K da zona CPF pelo desvio de frequência, a diferença entre:
 - a) O trânsito de potência ativa total por interligações e interligações virtuais; e
 - b) O programa de controlo em conformidade com o artigo 136.º.
4. Se uma determinada zona CPF consistir em mais do que uma zona de monitorização, os ORT da zona CPF devem nomear um ORT do acordo operacional de zona CPF como responsável pela aplicação e pelo funcionamento do processo de restabelecimento da frequência.
5. Se uma determinada zona CPF consistir em mais do que uma zona de monitorização, o processo de restabelecimento da frequência da zona CPF deve permitir manter a troca de potência ativa de cada zona de monitorização ao nível de um valor estabelecido como seguro com base numa análise de segurança operacional em tempo real.

*Artigo 144.º***Processo de reposição de reservas**

1. O objetivo de controlo do PRR é o cumprimento de, pelo menos, um dos seguintes objetivos através da ativação de RR:
 - a) Restabelecimento progressivo da RRF ativada;
 - b) Apoio à ativação de RRF;
 - c) No caso das zonas síncronas GB e IE/NL, restabelecimento progressivo das RCF e RRF ativadas.
2. A fim de cumprir o objetivo de controlo em conformidade com o n.º 1, o PRR deve ser operado por meio de instruções de ativação manual de RR.

*Artigo 145.º***Processo de restabelecimento manual ou automático de frequência**

1. Incumbe a cada ORT de uma zona CPF pôr em prática um processo de restabelecimento da frequência automático («PRFa») e um processo de restabelecimento da frequência manual («PRFm»).

2. No prazo máximo de dois anos após a data de entrada em vigor do presente regulamento, os ORT das zonas síncronas GB e IE/NI podem, cada um deles, apresentar uma proposta à entidade reguladora competente respetiva solicitando não pôr em prática um PRFa. Essas propostas devem incluir uma análise de custos-benefícios demonstrativa de que a aplicação de um PRFa implicaria mais custos do que benefícios. Se a entidade reguladora competente aprovar a proposta, o ORT em causa e a entidade reguladora devem reavaliar a decisão, pelo menos, de quatro em quatro anos.
3. Se uma determinada zona CPF consistir em mais do que uma zona de monitorização, os ORT da zona CPF em causa devem estabelecer no acordo operacional da zona CPF um processo de aplicação de um PRFa e de um PRFm. Se um determinado bloco CPF consistir em mais do que uma zona CPF, os ORT dessas zonas devem estabelecer no acordo operacional do bloco CPF um processo de aplicação de um PRFm.
4. O PRFa deve funcionar em circuito fechado, sendo o ECRF a entrada e a saída o valor de regulação para ativação automática de RRF. O valor de regulação para ativação automática de RRF deve ser calculado por um controlador de restabelecimento da frequência único operado por um ORT da zona CPF. No caso das zonas síncronas CE e Nórdica, o controlador de restabelecimento da frequência deve:
 - a) Ser um dispositivo de controlo automático projetado para reduzir o ECRF a zero;
 - b) Ter um comportamento proporcional e integral;
 - c) Ter um algoritmo de controlo que evite que o termo integral do controlador proporcional e integral acumule erros de controlo e exceda os limites; e
 - d) Dispor de funcionalidades para modos de operação extraordinários em caso de estado de alerta ou de estado de emergência.
5. A fim de cumprir os objetivos de controlo em conformidade com o artigo 143.º, n.º 1, o PRFm deve ser operado por meio de instruções de ativação manual de RRF.
6. Além da aplicação do PRFa nas zonas CPF, os ORT de um determinado bloco CPF que consista em mais do que uma zona CPF têm o direito de, no acordo operacional de bloco CPF, nomear um ORT do bloco para:
 - a) Calcular e monitorizar o ECRF de todo o bloco CPF; e
 - b) Ter em conta, no cálculo do valor de controlo para a ativação automática de RRF, em conformidade com o artigo 143.º, n.º 3, não só o ECRF da sua zona CPF, mas também o ECRF de todo o bloco CPF.

Artigo 146.º

Processo de compensação de desvios

1. O objetivo de controlo do processo de compensação de desvios é a redução das ativações simultâneas neutralizantes de RRF de várias zonas CPF participantes por troca de energia para compensação de desvios.
2. Assiste a cada ORT o direito de, através da celebração de um acordo de compensação de desvios, pôr em prática o processo de compensação de desvios nas zonas CPF de determinado bloco CPF, de diversos blocos CPF ou de diversas zonas síncronas.
3. A aplicação, pelos ORT, do processo de compensação de desvios não deve afetar:
 - a) A estabilidade do PCF da zona ou zonas síncronas envolvidas no processo de contenção de desvios;
 - b) A estabilidade do PRF e do PRR de cada zona CPF operada pelos ORT participantes ou afetados; e
 - c) A segurança operacional.
4. Na troca de energia para compensação de desvios entre zonas CPF de uma determinada zona síncrona, os ORT devem proceder, pelo menos, de um dos seguintes modos:
 - a) Determinação do trânsito de potência ativa numa interligação virtual a incluir no cálculo do ECRF;
 - b) Ajustamento dos trânsitos de potência ativa por interligações CCAT.

5. Na troca de energia para compensação de desvios entre zonas CPF de zonas síncronas diferentes, os ORT devem ajustar os trânsitos de potência ativa por interligações CCAT.
6. Na troca de energia para compensação de desvios numa zona CPF, os ORT devem proceder de modo que aquele não exceda a quantidade real de ativação de RRF necessária para regular a zero o ECRF da zona CPF em causa sem troca de energia para compensação de desvios.
7. Os ORT participantes num mesmo processo de compensação de desvios devem garantir que a soma de todas as trocas de energia para compensação de desvios é igual a zero.
8. O processo de compensação de desvios deve compreender um mecanismo de recurso que garanta que a troca de energia para compensação de desvios de cada zona CPF é zero ou fica limitado a um valor para o qual pode ser garantida segurança operacional.
9. Se um bloco CPF consistir em mais do que uma zona CPF e as capacidades em reserva na RRF e na RR forem calculadas com base nos desvios no bloco CPF, os ORT do mesmo bloco CPF devem aplicar um processo de compensação de desvios e intercambiar com as outras zonas CPF do mesmo bloco a quantidade máxima de energia para compensação de desvios definida no n.º 6.
10. Quando se ponha em prática um processo de compensação de desvios para zonas CPF de diversas zonas síncronas, os ORT devem intercambiar com os outros ORT da mesma zona síncrona participantes no dito processo a quantidade máxima de energia para compensação de desvios definida no n.º 6.
11. Quando se ponha em prática um processo de compensação de desvios para zonas CPF que não façam parte do mesmo bloco CPF, os ORT dos blocos CPF envolvidos devem cumprir as obrigações estabelecidas no artigo 141.º, n.º 5, independentemente da troca de energia para compensação de desvios.

Artigo 147.º

Processo de ativação transfronteiriça de RRF

1. O objetivo de controlo do processo de ativação transfronteiriça de RRF é possibilitar que um ORT possa realizar o PRF por troca de energia para restabelecimento da frequência entre zonas CPF.
2. Assiste a cada ORT o direito de, através da celebração de um acordo de ativação transfronteiriça de RRF, pôr em prática o processo de ativação transfronteiriça de RRF em zonas CPF de um determinado bloco CPF, de diversos blocos CPF ou de diversas zonas síncronas.
3. A aplicação, pelos ORT, do processo de ativação transfronteiriça de RRF não deve afetar:
 - a) A estabilidade do PCF da zona ou zonas síncronas envolvidas no processo de ativação transfronteiriça de RRF;
 - b) A estabilidade do PRF e do PRR de cada zona CPF operada pelos ORT participantes ou afetados; e
 - c) A segurança operacional.
4. Na troca de energia para restabelecimento da frequência entre zonas CPF de uma determinada zona síncrona, os ORT devem proceder de um dos seguintes modos:
 - a) Definição do trânsito de potência ativa numa interligação virtual a incluir no cálculo do ECRF, se a ativação de RRF for automática;
 - b) Ajustamento de um programa de controlo ou definição de um trânsito de potência ativa numa interligação virtual entre zonas CPF, se a ativação da RRF for manual; ou
 - c) Ajustamento dos trânsitos de potência ativa por interligações CCAT.
5. Na troca de energia para restabelecimento da frequência entre zonas CPF de zonas síncronas diferentes, os ORT devem ajustar os trânsitos de potência ativa por interligações CCAT.

6. Os ORT participantes num mesmo processo de ativação transfronteiriça de RRF devem garantir que a soma de todas as trocas de energia para restabelecimento da frequência é igual a zero.

7. O processo de ativação transfronteiriça de RRF deve compreender um mecanismo de recurso que garanta que a troca de energia para restabelecimento da frequência de cada zona CPF é zero ou fica limitado a um valor para o qual pode ser garantida segurança operacional.

Artigo 148.º

Processo de ativação transfronteiriça de RR

1. O objetivo de controlo do processo de ativação transfronteiriça de RR é possibilitar que um ORT possa realizar o PRR por meio de um programa de controlo entre zonas CPF.

2. Assiste a cada ORT o direito de, através da celebração de um acordo de ativação transfronteiriça de RR, pôr em prática o processo de ativação transfronteiriça de RR em zonas CPF de um determinado bloco CPF, de diversos blocos CPF ou de diversas zonas síncronas.

3. A aplicação, pelos ORT, do processo de ativação transfronteiriça de RR não deve afetar:

- a) A estabilidade do PCF da zona ou zonas síncronas envolvidas no processo de ativação transfronteiriça de RR;
- b) A estabilidade do PRF e do PRR de cada zona CPF operada pelos ORT participantes ou afetados; e
- c) A segurança operacional.

4. Na execução do programa de controlo entre zonas CPF de uma determinada zona síncrona, os ORT devem proceder, pelo menos, de um dos seguintes modos:

- a) Determinação do trânsito de potência ativa numa interligação virtual a incluir no cálculo do ECRF;
- b) Ajustamento de um programa de controlo; ou
- c) Ajustamento dos trânsitos de potência ativa por interligações CCAT.

5. Na execução do programa de controlo entre zonas CPF de zonas síncronas diferentes, os ORT devem ajustar os trânsitos de potência ativa por interligações CCAT.

6. Os ORT participantes num mesmo processo de ativação transfronteiriça de RR devem garantir que a soma de todos os programas de controlo é igual a zero.

7. O processo de ativação transfronteiriça de RR deve compreender um mecanismo de recurso que garanta que o programa de controlo de cada zona CPF é zero ou fica limitado a um valor para o qual pode ser garantida segurança operacional.

Artigo 149.º

Requisitos gerais dos processos de controlo transfronteiriços

1. Os ORT que participem numa troca ou partilha de RRF ou de RR devem pôr em prática um processo de ativação transfronteiriça de RRF ou de RR, consoante o caso.

2. Os ORT de cada zona síncrona devem especificar no acordo operacional da zona síncrona as funções e responsabilidades dos ORT que executam um processo de compensação de desvios, um processo de ativação transfronteiriça de RRF ou um processo de ativação transfronteiriça de RR entre zonas CPF de blocos CPF diferentes ou de zonas síncronas diferentes.

3. Os ORT que participam no mesmo processo de compensação de desvios, no mesmo processo de ativação transfronteiriça de RRF ou no mesmo processo de ativação transfronteiriça de RR devem especificar nos acordos respetivos as funções e responsabilidades dos ORT, nomeadamente:

- a) O fornecimento dos dados de entrada necessários para:
 - i) O cálculo da troca de energia comparativamente aos limites de segurança operacional; e
 - ii) A realização da análise de segurança operacional em tempo real pelos ORT participantes e pelos ORT afetados;
- b) A responsabilidade do cálculo da troca de energia; e
- c) A aplicação de procedimentos operacionais destinados a assegurar a segurança operacional.

4. Sem prejuízo do artigo 146.º, n.ºs 9, 10 e 11, e como parte dos acordos referidos nos artigos 122.º, 123.º e 124.º, os ORT participantes no mesmo processo de compensação de desvios, mesmo processo de ativação transfronteiriça de RRF ou mesmo processo de ativação transfronteiriça de RR têm o direito de especificar uma sequência metodológica para calcular a troca de energia. O cálculo sequencial da troca de energia deve permitir que qualquer ORT de um grupo de ORT que opere zonas CPF ou blocos CPF ligados por interligações possa intercambiar energia de compensação de desvios, de restabelecimento da frequência ou de reserva de reposição com outros ORT do próprio grupo antes de proceder a qualquer troca com outros ORT.

Artigo 150.º

Comunicações dos ORT

1. Os ORT que pretendam exercer o direito de pôr em prática um processo de compensação de desvios, um processo de ativação transfronteiriça de RRF, um processo de ativação transfronteiriça de RR, uma troca de reservas ou uma partilha de reservas devem, três meses antes de o exercerem, comunicar aos ORT da mesma zona síncrona:

- a) Os ORT envolvidos;
- b) A quantidade prevista de troca de energia em virtude do processo de compensação de desvios, do processo de ativação transfronteiriça de RRF ou do processo de ativação transfronteiriça de RR;
- c) O tipo de reserva e a quantidade máxima de troca ou de partilha de reservas; e
- d) O prazo da troca ou partilha de reservas.

2. Se, em zonas CPF não pertencentes ao mesmo bloco CPF, for posto em prática um processo de compensação de desvios, um processo de ativação transfronteiriça de RRF ou um processo de ativação transfronteiriça de RR, cada ORT das zonas síncronas em causa tem o direito de, no prazo máximo de um mês após a receção da comunicação nos termos do n.º 1 e com base numa análise de segurança operacional, se declarar ORT afetado aos ORT da zona síncrona em questão.

3. Assiste ao ORT afetado o direito de:

- a) Solicitar que lhe sejam facultados os valores em tempo real de troca de energia para compensação de desvios, de troca de energia para restabelecimento da frequência e de programa de controlo necessários para a análise de segurança operacional em tempo real; e
- b) Solicitar a aplicação de um procedimento operacional que permita aos ORT afetados estabelecerem limites à troca de energia para compensação de desvios, à troca de energia para restabelecimento da frequência e ao programa de controlo entre as zonas CPF respetivas, com base numa análise de segurança operacional em tempo real.

Artigo 151.º

Infraestrutura

1. Os ORT devem avaliar que infraestrutura técnica é necessária para pôr em prática e executar os processos referidos no artigo 140.º que sejam considerados críticos no âmbito no plano de segurança referido no artigo 26.º.

2. Os ORT de cada zona síncrona devem especificar, no acordo operacional da zona síncrona, requisitos mínimos relativos à disponibilidade, fiabilidade e redundância da infraestrutura técnica referida no n.º 1, nomeadamente:
 - a) Exatidão, resolução, disponibilidade e redundância das medições de trânsito de potência ativa e na interligação virtual;
 - b) Disponibilidade e redundância dos sistemas de controlo digitais;
 - c) Disponibilidade e redundância das infraestruturas de comunicação; e
 - d) Protocolos de comunicação.
3. Os ORT de cada bloco CPF devem estabelecer, no acordo operacional do bloco CPF, requisitos adicionais relativos à disponibilidade, fiabilidade e redundância da infraestrutura técnica.
4. Incumbe a cada ORT de uma zona CPF:
 - a) Garantir que a qualidade e a disponibilidade do cálculo do ECRF são suficientes;
 - b) Monitorizar a qualidade em tempo real do cálculo do ECRF;
 - c) Agir em caso de anomalias no cálculo do ECRF; e
 - d) Se o ECRF for determinado pelo ECZ, monitorizar *ex post* a qualidade do cálculo do ECRF, comparando, pelo menos anualmente, o ECRF com os valores de referência.

TÍTULO 4

FUNCIONAMENTO DO CONTROLO POTÊNCIA-FREQUÊNCIA

Artigo 152.º

Estados do sistema relacionados com a frequência da rede

1. Incumbe a cada ORT operar a sua zona de controlo com suficiente reserva para aumentar ou diminuir a potência ativa, nomeadamente recorrendo à partilha ou troca de reservas, de modo a poder fazer face a desvios entre o consumo e a oferta na sua zona de controlo. Incumbe a cada ORT controlar o ECRF em conformidade com o artigo 143.º, a fim de, em cooperação com os ORT da mesma zona síncrona, garantir a qualidade de frequência exigida na zona síncrona.
2. Incumbe a cada ORT monitorizar as extrações e injeções em nós, os trânsitos de energia e os programas de produção e de troca em tempo quase real e outros parâmetros da sua zona de controlo com relevância para a antevista de riscos de desvios de frequência e, em coordenação com os outros ORT da sua zona síncrona, tomar medidas para limitar os efeitos negativos correspondentes no equilíbrio entre a produção e o consumo.
3. Os ORT de cada zona síncrona devem especificar uma troca de dados em tempo real, em conformidade com o artigo 42.º, que compreenda:
 - a) O estado do sistema da rede de transporte, em conformidade com o artigo 18.º; e
 - b) Os dados das medições em tempo real do ECRF dos blocos CPF e zonas CPF da zona síncrona.
4. O monitor da zona síncrona deve determinar o estado do sistema em termos de frequência de rede em conformidade com o artigo 18.º, n.ºs 1 e 2.
5. O monitor da zona síncrona deve assegurar que todos os ORT de todas as zonas síncronas são informados se o desvio da frequência de rede satisfizer algum dos critérios do estado de alerta referidos no artigo 18.º.
6. Os ORT de cada zona síncrona devem estabelecer, no acordo operacional da zona síncrona, regras comuns relativas ao funcionamento do controlo potência-frequência no estado normal e no estado de alerta.
7. Os ORT das zonas síncronas GB e IE/NI devem especificar, no acordo operacional da zona síncrona, os procedimentos operacionais em caso de esgotamento da RCF. Nesses procedimentos, os ORT da zona síncrona têm o direito de solicitar alterações da produção ou do consumo de potência ativa dos módulos geradores e das unidades de consumo.

8. Os ORT de cada bloco CPF devem estabelecer, no acordo operacional do bloco CPF, os procedimentos operacionais em caso de esgotamento da RRF ou da RR. Nesses procedimentos, os ORT do bloco CPF têm o direito de solicitar alterações da produção ou do consumo de potência ativa dos módulos geradores e das unidades de consumo.

9. Os ORT de cada bloco CPF devem procurar evitar ECRF que se prolonguem por períodos que excedam o tempo de restabelecimento da frequência.

10. Os ORT da zona síncrona devem especificar, no acordo operacional da zona síncrona, os procedimentos operacionais para casos de estado de alerta devido a violações dos limites de frequência da rede. O objetivo desses procedimentos é reduzir o desvio de frequência da rede, para repor a rede no estado normal e limitar o risco de passagem ao estado de emergência. Os procedimentos operacionais em causa devem compreender o direito dos ORT de se desviarem da obrigação formulada no artigo 143.º, n.º 1.

11. Se a rede estiver em estado de alerta por insuficiência de reservas de potência ativa, em conformidade com o artigo 18.º, os ORT dos blocos CPF em causa devem, em estreita cooperação com os outros ORT da zona síncrona e com os ORT das outras zonas síncronas, agir com vista ao restabelecimento e à reposição dos níveis necessários de reservas de potência ativa. Para o efeito, os ORT de cada bloco CPF têm o direito de solicitar alterações da produção ou do consumo de potência ativa dos módulos geradores ou das unidades de consumo, na sua zona de controlo, a fim de reduzir ou de eliminar a violação dos requisitos relativos à reserva de potência ativa.

12. Se a média «1 minuto» do ECRF de um bloco CPF exceder a gama nível 2 do ECRF, pelo menos durante o tempo necessário para restabelecer a frequência, e os ORT do bloco CPF não previrem uma redução suficiente do ECRF através da aplicação das medidas previstas no n.º 15, os ORT em causa têm o direito de solicitar alterações da produção ou do consumo de potência ativa dos módulos geradores e das unidades de consumo, nas suas zonas respetivas, a fim de reduzir o ECRF como especificado no n.º 16.

13. Nas zonas síncronas CE e Nórdica, se o ECRF de um determinado bloco CPF exceder 25 % do incidente de referência da zona síncrona durante mais de 30 minutos consecutivos e os ORT desse bloco CPF não previrem uma redução suficiente do ECRF através da aplicação das medidas previstas no n.º 15, os ORT em causa devem solicitar alterações da produção ou do consumo de potência ativa dos módulos geradores e das unidades de consumo, nas suas zonas respetivas, a fim de reduzir o ECRF como especificado no n.º 16.

14. O monitor do bloco CPF é responsável pela identificação das violações aos limites estabelecidos nos n.ºs 12 e 13, incumbindo-lhe:

a) Delas informar os outros ORT do bloco CPF; e

b) Juntamente com os ORT do bloco CPF, tomar medidas coordenadas, a especificar no acordo operacional do bloco CPF, para reduzir o ECRF.

15. Nos casos referidos nos n.ºs 11 a 13, os ORT de cada zona síncrona devem especificar, no acordo operacional da sua zona síncrona, medidas que permitam aos ORT de um bloco CPF reduzir ativamente o desvio de frequência por meio da ativação transfronteiriça de reservas. Nos casos referidos nos n.ºs 11 a 13, os ORT da zona síncrona devem procurar criar condições para que os ORT do bloco CPF em causa possam reduzir o seu ECRF.

16. Os ORT de cada bloco CPF devem especificar, no acordo operacional do bloco CPF, medidas de redução do ECRF por meio de alterações da produção ou do consumo de potência ativa de módulos geradores e de unidades de consumo, na sua zona.

TÍTULO 5

RESERVAS DE CONTENÇÃO DA FREQUÊNCIA

Artigo 153.º

Dimensionamento de RCF

1. Os ORT de cada zona síncrona devem determinar, pelo menos anualmente, a capacidade em reserva de RCF necessária para a zona síncrona e a obrigação de RCF inicial de cada ORT, em conformidade com o n.º 2.

2. Os ORT da zona síncrona devem especificar, no acordo operacional da zona síncrona, regras de dimensionamento em conformidade com os seguintes critérios:
 - a) A capacidade em reserva de RCF exigida para a zona síncrona cobre, pelo menos, o incidente de referência e, no caso das zonas síncronas CE e Nórdica, os resultados do dimensionamento probabilístico da RCF efetuado em conformidade com a alínea c);
 - b) A dimensão do incidente de referência é determinada em conformidade com as seguintes condições:
 - i) Na zona síncrona CE, o incidente de referência é de 3 000 MW no sentido positivo e de 3 000 MW no sentido negativo;
 - ii) Nas zonas síncronas GB, IE/NI e Nórdica, o incidente de referência é o maior desvio que pode resultar de uma alteração instantânea de potência ativa de um único módulo gerador, instalação de consumo ou interligação CCAT ou do disparo de uma linha de corrente alternada, ou a perda instantânea máxima de consumo de potência ativa devida ao disparo de um ou dois pontos de ligação. O incidente de referência deve ser estabelecido separadamente para o sentido positivo e o sentido negativo.
 - c) Nas zonas síncronas CE e Nórdica, os ORT da zona síncrona têm o direito de definir um método de dimensionamento probabilístico da RCF baseado no padrão de consumo, produção e inércia, incluindo a inércia sintética, bem como nos meios disponíveis para fornecer a inércia mínima em tempo real em conformidade com a metodologia referida no artigo 39.º, tendo em vista a redução da probabilidade de se verificar uma insuficiência de RCF para não mais de uma vez em vinte anos; e
 - d) A capacidade em reserva de RCF exigida a cada ORT como obrigação de RCF inicial baseia-se no resultado da divisão da soma da produção líquida e do consumo na zona de controlo do ORT pela soma da produção líquida e do consumo na zona síncrona, no período de um ano.

Artigo 154.º

Requisitos técnicos mínimos das RCF

1. Incumbe a cada ORT de ligação de reserva garantir que a RCF possui as propriedades enumeradas para a sua zona síncrona no anexo V, quadro.
2. Assiste aos ORT de cada zona síncrona o direito de especificarem, no acordo operacional da zona síncrona, propriedades adicionais comuns da RCF exigidas para garantir segurança operacional na zona síncrona, por meio de uma série de parâmetros técnicos e dentro das gamas estabelecidas no artigo 15.º, n.º 2, alínea d), do Regulamento (UE) 2016/631 e nos artigos 27.º e 28.º do Regulamento (UE) 2016/1388. Essas propriedades adicionais comuns da RCF devem ter em conta a capacidade instalada, a estrutura e o padrão do consumo e da produção na zona síncrona. Os ORT devem prever um período de transição para a introdução de propriedades adicionais, a definir em consulta com os fornecedores de RCF afetados.
3. Para garantir segurança operacional, o ORT de ligação de reserva tem o direito de estabelecer requisitos adicionais aplicáveis aos grupos fornecedores de RCF dentro das gamas estabelecidas no artigo 15.º, n.º 2, alínea d), do Regulamento (UE) 2016/631 e nos artigos 27.º e 28.º do Regulamento (UE) 2016/1388. Esses requisitos devem basear-se em razões técnicas, como a distribuição geográfica dos módulos geradores ou unidades de consumo pertencentes ao grupo fornecedor de RCF. O fornecedor de RCF deve assegurar que é possível monitorizar a ativação de RCF de cada unidade fornecedora de RCF que constitua o grupo fornecedor de reserva.
4. Para garantir segurança operacional, o ORT de ligação de reserva tem o direito de excluir grupos fornecedores de RCF do fornecimento de RCF. Esta exclusão deve basear-se em razões técnicas como a distribuição geográfica dos módulos geradores ou unidades de consumo pertencentes ao grupo fornecedor de RCF.
5. Cada unidade fornecedora de RCF e cada grupo fornecedor de RCF só pode ter um ORT de ligação de reserva.
6. As unidades fornecedoras de RCF e os grupos fornecedores de RCF devem, cada um deles, possuir as propriedades exigidas para a RCF no anexo V, quadro, satisfazer os requisitos adicionais e possuir as propriedades adicionais especificados em conformidade com os n.ºs 2 e 3 e ativar a RCF acordada por meio de um regulador proporcional reativo a desvios de frequência ou, em alternativa, baseado numa característica potência-frequência linear monótona, por segmentos, no caso de a RCF ser ativada por interruptor eletromecânico. Devem ser também capazes de ativar a RCF nas gamas de frequência especificadas no artigo 13.º, n.º 1, do Regulamento (UE) 2016/631.

7. Incumbe a cada ORT da zona síncrona CE assegurar que a reação combinada de RCF de uma zona CPF satisfaz os seguintes requisitos:

- a) A ativação da RCF não pode ser retardada artificialmente e inicia-se o mais rapidamente possível após o desvio de frequência;
- b) Se o desvio de frequência for igual ou superior a 200 mHz, pelo menos 50 % da capacidade plena de RCF foi disponibilizada após não mais de 15 segundos;
- c) Se o desvio de frequência for igual ou superior a 200 mHz, 100 % da capacidade plena de RCF foi disponibilizada após não mais de 30 segundos;
- d) Se o desvio de frequência for igual ou superior a 200 mHz, a ativação da capacidade plena de RCF aumenta, pelo menos, linearmente entre os 15 e os 30 segundos; e
- e) Se o desvio de frequência for inferior a 200 mHz, a correspondente capacidade de RCF ativada é, pelo menos, proporcional e tem evolução temporal idêntica à referida nas alíneas a) a d).

8. Incumbe a cada ORT de ligação de reserva monitorizar a sua contribuição para o PCF e a ativação da sua RCF comparativamente à sua obrigação de RCF, incluindo as unidades fornecedoras de RCF e os grupos fornecedores de RCF. Incumbe a cada fornecedor de RCF disponibilizar ao ORT de ligação de reserva, relativamente a cada um dos seus grupos ou unidades fornecedores de RCF, pelo menos as seguintes informações:

- a) Indicação, com marca temporal, do estado de prontidão ou não da RCF;
- b) Dados de potência ativa com marca temporal necessários para verificar a ativação da RCF, potências ativas instantâneas com marca temporal incluídas;
- c) Estatismo do regulador, no caso dos módulos geradores dos tipos C e D, definidos no artigo 5.º do Regulamento (UE) 2016/631, que ajam como unidades fornecedoras de RCF, ou parâmetro equivalente, no caso dos grupos fornecedores de RCF constituídos por módulos geradores dos tipos A e/ou B, definidos no artigo 5.º do Regulamento (UE) 2016/631, e/ou unidades de consumo com controlo de potência ativa por resposta do consumo, definidas no artigo 28.º do Regulamento (UE) 2016/1388.

9. Se a potência máxima das unidades agregadas for inferior a 1,5 MW e for possível verificar claramente a ativação da RCF, o fornecedor de RCF tem o direito de agregar os dados correspondentes a mais de uma unidade fornecedora de RCF.

10. A pedido do ORT de ligação de reserva, o fornecedor de RCF deve disponibilizar em tempo real as informações enumeradas no n.º 9, com a resolução temporal de, pelo menos, 10 segundos.

11. A pedido do ORT de ligação de reserva e se necessário para verificação da ativação da RCF, o fornecedor de RCF deve disponibilizar os dados enumerados no n.º 9 para as instalações técnicas pertencentes à mesma unidade fornecedora de RCF.

Artigo 155.º

Processo de pré-qualificação de RCF

1. No prazo máximo de seis meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, incumbe a cada ORT elaborar um processo de pré-qualificação de RCF e divulgar publicamente os pormenores desse processo.

2. Os possíveis fornecedores de RCF devem demonstrar ao ORT de ligação de reserva que cumprem os requisitos técnicos e adicionais estabelecidos no artigo 154.º, concluindo para o efeito o processo de pré-qualificação dos grupos ou unidades potencialmente fornecedores de RCF descrito nos n.ºs 3 a 6 do presente artigo.

3. O potencial fornecedor de RCF formaliza o pedido correspondente apresentando-o ao ORT de ligação de reserva, acompanhado das informações exigidas relativas aos grupos ou unidades potencialmente fornecedores de RCF. No prazo máximo de 8 semanas após a receção do pedido, o ORT de ligação de reserva comunica-lhe se o pedido está completo ou não. Se o ORT de ligação de reserva considerar que o pedido está incompleto, o potencial fornecedor de RCF deve apresentar as informações adicionais requeridas no prazo máximo de 4 semanas após a receção do pedido dessas informações. Se, terminado esse prazo, o potencial fornecedor de RCF não tiver fornecido as informações solicitadas, o pedido será considerado retirado.

4. No prazo máximo de três meses após a confirmação de que o pedido está completo, o ORT de ligação de reserva avalia as informações que lhe foram apresentadas e decide se os grupos ou unidades potencialmente fornecedores de RCF satisfazem os critérios de pré-qualificação de uma RCF. O ORT de ligação de reserva comunica a sua decisão ao potencial fornecedor de RCF.
5. Se o ORT de ligação de reserva já tiver verificado que determinados requisitos do presente regulamento são cumpridos, a pré-qualificação reconhecê-lo-á.
6. A qualificação de unidades ou grupos potencialmente fornecedores de RCF é reavaliada:
 - a) Pelo menos de cinco em cinco anos;
 - b) Se os requisitos técnicos ou de disponibilidade ou o equipamento sofrerem alterações; e
 - c) Em caso de modernização do equipamento relacionado com a ativação de RCF.

Artigo 156.º

Fornecimento de RCF

1. Incumbe a cada ORT assegurar a disponibilidade de, pelo menos, as suas obrigações de RCF acordadas entre todos os ORT da sua zona síncrona, em conformidade com os artigos 153.º, 163.º, 173.º e 174.º.
2. Os ORT de cada zona síncrona estabelecem, pelo menos anualmente, a dimensão do fator K da zona síncrona, tendo em conta, pelo menos, os seguintes fatores:
 - a) A capacidade em reserva de RCF, dividida pelo desvio máximo de frequência em regime permanente;
 - b) O autocontrolo da produção;
 - c) A autorregulação do consumo, tendo em conta a contribuição em conformidade com os artigos 27.º e 28.º do Regulamento (UE) 2016/1388;
 - d) A resposta na frequência das interligações CCAT a que se refere o artigo 172.º; e
 - e) A ativação em modo limitadamente sensível à frequência («MLSF») e em modo sensível à frequência («MSF»), em conformidade com os artigos 13.º e 15.º do Regulamento (UE) 2016/631.
3. Os ORT de cada zona síncrona constituída por mais do que uma zona CPF devem especificar, no acordo operacional da zona síncrona, a repartição do fator K pelas zonas CPF em causa, a qual deve basear-se, pelo menos:
 - a) Nas obrigações de RCF iniciais;
 - b) No autocontrolo da produção;
 - c) Na autorregulação do consumo;
 - d) No acoplamento de frequências entre zonas síncronas por interligações CCAT;
 - e) Na troca de RCF.
4. Incumbe a cada fornecedor de RCF garantir a disponibilidade contínua de RCF, salvo em caso de indisponibilidade forçada de uma unidade fornecedora de RCF, no período durante o qual está obrigado a fornecer RCF.
5. Incumbe a cada fornecedor de RCF informar, o mais rapidamente possível, o seu ORT de ligação de reserva de qualquer alteração da disponibilidade real, total ou parcial, do(s) seu(s) grupo e/ou unidade fornecedor(es) de RCF com relevância para os resultados da pré-qualificação.
6. Incumbe a cada ORT assegurar, ou solicitar aos seus fornecedores de RCF que assegurem, que a perda de uma unidade fornecedora de RCF não compromete a segurança operacional, do seguinte modo:
 - a) No caso das zonas síncronas CE e Nórdica, limitando a proporção de RCF fornecida por unidade fornecedora de RCF a 5 % do exigido para a capacidade em reserva de RCF na totalidade de cada uma dessas zonas;

- b) No caso das zonas síncronas GB, IE/NI e Nórdica, excluindo do processo de dimensionamento a RCF fornecida pela unidade definidora do incidente de referência da zona síncrona; e
- c) Substituindo, o mais rapidamente possível do ponto de vista técnico e em conformidade com condições a definir pelo ORT de ligação de reserva, a RCF indisponibilizada por indisponibilidade forçada ou devido à indisponibilidade de um grupo ou unidade fornecedor de RCF.

7. Um grupo ou unidade fornecedor de RCF com reservatório de energia não limitador da sua capacidade de fornecer RCF deve ativar a sua RCF enquanto persistir o desvio de frequência. No caso das zonas síncronas GB e IE/NI, um grupo ou unidade fornecedor de RCF com reservatório de energia não limitador da sua capacidade de fornecer RCF deve ativar a sua RCF até ativar a sua RRF, ou durante o período especificado no acordo operacional da zona síncrona.

8. Um grupo ou unidade fornecedor de RCF com reservatório de energia limitador da sua capacidade de fornecer RCF deve ativar a sua RCF enquanto persistir o desvio de frequência, a menos que o seu reservatório de energia esteja esgotado no sentido positivo ou no sentido negativo. No caso das zonas síncronas GB e IE/NI, um grupo ou unidade fornecedor de RCF com reservatório de energia limitador da sua capacidade de fornecer RCF deve ativar a sua RCF até ativar a sua RRF, ou durante o período especificado no acordo operacional da zona síncrona.

9. No caso das zonas síncronas CE e Nórdica, incumbe a cada fornecedor de RCF assegurar que, no estado normal, as RCF provenientes dos seus grupos ou unidades fornecedores de RCF com reservatório de energia limitado estão continuamente disponíveis. No caso dessas mesmas zonas síncronas, desde o desencadear do estado de alerta, incumbe a cada fornecedor de RCF assegurar que os seus grupos ou unidades fornecedores de RCF com reservatório de energia limitado são capazes de ativar RCF em pleno continuamente durante um período a definir nos termos dos n.ºs 10 e 11. Se nenhum período tiver sido especificado nos termos dos n.ºs 10 e 11, incumbe a cada fornecedor de RCF assegurar que os seus grupos ou unidades fornecedores de RCF com reservatório de energia limitado são capazes de ativar RCF em pleno continuamente durante, pelo menos, 15 minutos ou, se o desvio de frequência for inferior ao desvio de frequência que exige plena ativação da RCF, durante período equivalente, ou durante um período definido por cada ORT, que não poderá exceder 30 minutos nem ser inferior a 15 minutos.

10. No caso das zonas síncronas CE e Nórdica, os ORT devem elaborar uma proposta relativa ao período mínimo de ativação a assegurar pelos fornecedores de RCF. O período especificado não pode exceder 30 minutos nem ser inferior a 15 minutos. A proposta deve ter plenamente em conta os resultados da análise de custos-benefícios realizada em conformidade com o n.º 11.

11. No prazo máximo de seis meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, os ORT das zonas síncronas CE e Nórdica devem propor hipóteses e uma metodologia para a realização de uma análise de custos-benefícios, a fim de avaliar o período necessário para que os seus grupos ou unidades fornecedores de RCF com reservatório de energia limitado se mantenham disponíveis durante estados de alerta. No prazo máximo de 12 meses após a aprovação das referidas hipóteses e metodologia pelas entidades reguladoras da região em causa, os ORT das zonas síncronas CE e Nórdica devem apresentar os resultados da sua análise de custos-benefícios às entidades reguladoras em causa, sugerindo-lhe um período que não poderá exceder 30 minutos nem ser inferior a 15 minutos. A análise de custos-benefícios deve ter em conta, pelo menos, o seguinte:

- a) A experiência adquirida para diferentes períodos de operação e com diferentes proporções de tecnologias emergentes em cada bloco CPF;
- b) O impacto de determinado período no custo total das reservas RCF na zona síncrona;
- c) O impacto de determinado período nos riscos de estabilidade da rede, nomeadamente devido a acontecimentos prolongados ou repetidos ao nível da frequência;
- d) O impacto nos riscos de estabilidade da rede e no custo total das RCF, em caso de aumento do volume total de RCF;
- e) O impacto da evolução tecnológica nos custos dos períodos de disponibilidade de RCF dos correspondentes grupos ou unidades fornecedores de RCF com reservatório de energia limitado.

12. O fornecedor de RCF deve especificar as limitações do reservatório de energia dos seus grupos ou unidades fornecedores de RCF no processo de pré-qualificação em conformidade com o artigo 155.º.

13. Um fornecedor de RCF que utilize grupos ou unidades fornecedores de RCF com reservatório de energia limitador da sua capacidade de fornecer RCF deve assegurar a recuperação dos reservatórios de energia, no sentido negativo ou no sentido positivo, em conformidade com os seguintes critérios:

- a) No caso das zonas síncronas GB e IE/NL, o fornecedor de RCF deve recorrer aos métodos especificados no acordo operacional da zona síncrona;
- b) No caso das zonas síncronas CE e Nórdica, o fornecedor de RCF deve assegurar a recuperação dos reservatórios de energia o mais rapidamente possível, no prazo máximo de duas horas após o termo do estado de alerta.

TÍTULO 6

RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA

Artigo 157.º

Dimensionamento de RRF

1. Os ORT de cada bloco CPF devem estabelecer regras de dimensionamento da RRF no acordo operacional do bloco CPF.
2. As regras de dimensionamento da RRF devem incluir, pelo menos, as seguintes:
 - a) Nas zonas síncronas CE e Nórdica, os ORT de cada bloco CPF estabelecem a capacidade em reserva de RRF exigida no bloco CPF com base em registos históricos consecutivos que incluem, pelo menos, os valores históricos dos desvios no bloco CPF. As amostras desses registos abrangem, pelo menos, o tempo de restabelecimento da frequência. O período considerado desses registos é representativo e inclui, pelo menos, um período anual completo terminado não menos de seis meses antes da data do cálculo;
 - b) Nas zonas síncronas CE e Nórdica, os ORT de cada bloco CPF estabelecem uma capacidade em reserva de RRF no bloco CPF suficiente para respeitar os valores-padrão de ECRF vigentes, estabelecidos no artigo 128.º, durante o período referido na alínea a) com base, pelo menos, num método probabilístico. Ao recorrer a um método probabilístico, os ORT têm em conta as restrições definidas nos acordos de partilha ou troca de reservas em caso de violação da segurança operacional, bem como os requisitos de disponibilidade de RRF. Os ORT do bloco CPF têm em conta as alterações significativas previsíveis da distribuição dos desvios no bloco CPF ou outros fatores com influência relevante relativos ao período considerado;
 - c) Os ORT do bloco CPF estabelecem a proporção de RRF automática e de RRF manual, o tempo de plena ativação de RRF automática e o tempo de plena ativação de RRF manual necessários para satisfazer os requisitos da alínea b). Para isso, o tempo de plena ativação de RRF automática e o tempo de plena ativação de RRF manual do bloco CPF não podem exceder o tempo de restabelecimento da frequência;
 - d) Os ORT do bloco CPF estabelecem a dimensão do incidente de referência, sendo este o maior desvio que pode resultar de uma variação instantânea de potência ativa de um único módulo gerador, instalação de consumo ou interligação CCAT ou do disparo de uma linha de corrente alternada no bloco CPF.
 - e) Os ORT do bloco CPF estabelecem a capacidade em reserva positiva de RRF, não podendo esta ser inferior ao incidente de dimensionamento positivo do bloco CPF;
 - f) Os ORT do bloco CPF estabelecem a capacidade em reserva negativa de RRF, não podendo esta ser inferior ao incidente de dimensionamento negativo do bloco CPF;
 - g) Os ORT do bloco CPF estabelecem a capacidade em reserva de RRF no bloco CPF, as eventuais limitações geográficas à distribuição da mesma no bloco CPF e as eventuais limitações geográficas à troca ou partilha de reservas com outros blocos CPF para garantir a observância dos limites de segurança operacional;
 - h) Os ORT do bloco CPF asseguram que a capacidade em reserva positiva de RRF ou a combinação da capacidade em reserva de RRF e RR é suficiente para cobrir os desvios positivos no bloco CPF durante, pelo menos, 99 % do tempo, com base nos registos históricos referidos na alínea a);

- i) Os ORT do bloco CPF asseguram que a capacidade em reserva negativa de RRF ou a combinação da capacidade em reserva de RRF e RR é suficiente para cobrir os desvios negativos no bloco CPF durante, pelo menos, 99 % do tempo, com base no registo histórico referido na alínea a);
 - j) Os ORT do bloco CPF podem reduzir a capacidade em reserva positiva de RRF no bloco CPF resultante do processo de dimensionamento da RRF, celebrando para o efeito um acordo de partilha de RRF com outros blocos CPF, em conformidade com o disposto no título 8. O acordo de partilha satisfaz os seguintes requisitos:
 - i) Nas zonas síncronas CE e Nórdica, a redução da capacidade em reserva positiva de RRF no bloco CPF está limitada à diferença (positiva) entre a dimensão do incidente de dimensionamento positivo e a capacidade em reserva de RRF necessária para cobrir os desvios positivos no bloco CPF durante, pelo menos, 99 % do tempo, com base no registo histórico referido na alínea a). A redução da capacidade em reserva positiva não pode exceder 30 % da dimensão do incidente de dimensionamento positivo;
 - ii) Nas zonas síncronas GB e IE/NL, os ORT do bloco CPF avaliam continuamente a capacidade em reserva positiva de RRF e o risco de ativação insuficiente devido à partilha;
 - k) Os ORT do bloco CPF podem reduzir a capacidade em reserva negativa de RRF no bloco CPF resultante do processo de dimensionamento da RRF, celebrando para o efeito um acordo de partilha de RRF com outros blocos CPF, em conformidade com o disposto no título 8. O acordo de partilha satisfaz os seguintes requisitos:
 - i) Nas zonas síncronas CE e Nórdica, a redução da capacidade em reserva negativa de RRF no bloco CPF está limitada à diferença (positiva) entre a dimensão do incidente de dimensionamento negativo e a capacidade em reserva de RRF necessária para cobrir os desvios negativos no bloco CPF durante, pelo menos, 99 % do tempo, com base no registo histórico referido na alínea a);
 - ii) Nas zonas síncronas GB e IE/NL, os ORT do bloco CPF avaliam continuamente a capacidade em reserva negativa de RRF e o risco de ativação insuficiente devido à partilha.
3. Se o bloco CPF compreender mais do que um ORT, os ORT desse bloco devem estabelecer, no acordo operacional do bloco CPF, uma repartição específica de responsabilidades entre os ORT das diversas zonas CPF no cumprimento das obrigações estabelecidas no n.º 2.
4. Os ORT do bloco CPF devem ter sempre suficiente capacidade em reserva de RRF, em conformidade com as regras de dimensionamento da RRF. Os ORT do bloco CPF devem especificar, no acordo operacional do bloco CPF, um procedimento em caso de agravamento para situações de grande risco de insuficiência de capacidade em reserva de RRF no bloco CPF.

Artigo 158.º

Requisitos técnicos mínimos das RRF

1. Os requisitos técnicos mínimos da RRF são os seguintes:
 - a) Cada unidade fornecedora de RRF e cada grupo fornecedor de RRF só pode estar ligado a um ORT de ligação de reserva;
 - b) Os grupos ou unidades fornecedores de RRF ativam a RRF em consonância com o valor de regulação recebido do ORT instrutor de reserva;
 - c) O ORT instrutor de reserva é o ORT de ligação de reserva ou um ORT por este designado num acordo de troca de RRF, em conformidade com o artigo 165.º, n.º 3, ou o artigo 171.º, n.º 4;
 - d) O tempo de ativação automática de RRF de grupos ou unidades fornecedores de RRF em modo automático não excede 30 segundos;

- e) O fornecedor de RRF assegura que é possível monitorizar a ativação de RRF de cada unidade fornecedora de RRF que constitui o grupo fornecedor de reserva. Para o efeito, o fornecedor de RRF tem de ser capaz de fornecer ao ORT de ligação de reserva e ao ORT instrutor de reserva medições em tempo real no ponto de ligação, ou noutro ponto de interação acordado com o ORT de ligação de reserva, do seguinte:
- i) Emissão de potência ativa programada, com marca temporal;
 - ii) Potência ativa instantânea, com marca temporal, referente a:
 - cada unidade fornecedora de RRF,
 - cada grupo fornecedor de RRF, e
 - cada módulo gerador ou unidade de consumo de grupo fornecedor de RRF com saída máxima de potência ativa igual ou superior a 1,5 MW;
- f) Os grupos ou unidades fornecedores de RRF em modo automático são capazes de ativar a totalidade da sua capacidade em reserva automática de RRF no tempo de ativação plena automática de RRF;
- g) Os grupos ou unidades fornecedores de RRF em modo manual são capazes de ativar a totalidade da sua capacidade em reserva manual de RRF no tempo de plena ativação de RRF manual;
- h) Os fornecedores de RRF satisfazem os requisitos de disponibilidade de RRF; e
- i) Os grupos ou unidades fornecedores de RRF satisfazem os requisitos de taxa de rampa do bloco CPF.
2. Os ORT de cada bloco CPF devem especificar para o seu bloco CPF, no acordo operacional do bloco CPF em conformidade com o artigo 119.º, requisitos de disponibilidade de RRF e requisitos de qualidade do controlo dos grupos e unidades fornecedores de RRF.
3. O ORT de ligação de reserva deve adotar requisitos técnicos relativos à ligação de grupos e unidades fornecedores de RRF que garantam o fornecimento de RRF em condições de segurança.
4. Incumbe a cada fornecedor de RRF:
- a) Garantir que as unidades fornecedoras de RRF e os grupos fornecedores de RRF satisfazem os requisitos técnicos mínimos de RRF, os requisitos de disponibilidade de RRF e os requisitos de taxa de rampa referidos nos n.ºs 1 a 3; e
 - b) Informar, o mais rapidamente possível, o seu ORT instrutor de reserva acerca das reduções da disponibilidade real da sua unidade fornecedora de RRF ou da totalidade ou de parte do seu grupo fornecedor de RRF.
5. Incumbe a cada ORT instrutor de reserva assegurar a monitorização da observância, pelos seus grupos e unidades fornecedores de RRF, dos requisitos técnicos mínimos da RRF referidos no n.º 1, dos requisitos de disponibilidade de RRF referidos no n.º 2, dos requisitos de taxa de rampa referidos no n.º 1 e dos requisitos de ligação referidos no n.º 3.

Artigo 159.º

Processo de pré-qualificação de RRF

1. No prazo máximo de 12 meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, incumbe a cada ORT elaborar um processo de pré-qualificação de RRF e clarificar e divulgar publicamente os pormenores desse processo.
2. Os potenciais fornecedores de RRF devem demonstrar ao ORT de ligação de reserva ou ao ORT designado por este no acordo de troca de RRF que cumprem os requisitos técnicos mínimos da RRF referidos no artigo 158.º, n.º 1, os requisitos de disponibilidade de RRF referidos no artigo 158.º, n.º 2, os requisitos de taxa de rampa referidos no artigo 158.º, n.º 1, e os requisitos de ligação referidos no artigo 158.º, n.º 3, concluindo para o efeito o processo de pré-qualificação dos grupos ou unidades potencialmente fornecedores de RRF descrito nos n.ºs 3 a 6 do presente artigo.

3. O potencial fornecedor de RRF formaliza o pedido correspondente apresentando-o ao ORT de ligação de reserva em causa, ou ao ORT designado, acompanhado das informações exigidas relativas aos grupos ou unidades potencialmente fornecedores de RRF. No prazo máximo de 8 semanas após a receção do pedido, o ORT de ligação de reserva ou o ORT designado comunica-lhe se o pedido está completo ou não. Se considerar que o pedido está incompleto, o ORT de ligação de reserva ou o ORT designado solicita informações adicionais, que o potencial fornecedor de RRF lhe deve apresentar no prazo máximo de 4 semanas após a receção desse pedido. Se, terminado esse prazo, o potencial fornecedor de RRF não tiver fornecido as informações solicitadas, o pedido será considerado retirado.
4. No prazo máximo de três meses após confirmar que o pedido está completo, o ORT de ligação de reserva ou o ORT designado avalia as informações que lhe foram apresentadas e decide se os grupos ou unidades potencialmente fornecedores de RRF satisfazem os critérios de pré-qualificação de uma RRF. O ORT de ligação de reserva ou o ORT designado comunica a sua decisão ao potencial fornecedor de RRF.
5. A qualificação, pelo ORT de ligação de reserva ou pelo ORT designado, de unidades ou grupos fornecedores de RRF é válida para todo o bloco CPF.
6. A qualificação de unidades ou grupos fornecedores de RRF é reavaliada:
 - a) Pelo menos de cinco em cinco anos; e
 - b) Se os requisitos técnicos ou de disponibilidade ou o equipamento sofrerem alterações.
7. Para garantir segurança operacional, o ORT de ligação de reserva tem o direito de, com base em argumentos técnicos, como a distribuição geográfica dos módulos geradores ou unidades de consumo pertencentes ao grupo fornecedor de RRF, excluir grupos fornecedores de RRF do fornecimento de RRF.

TÍTULO 7

RESERVAS DE REPOSIÇÃO

Artigo 160.º

Dimensionamento de RR

1. Assiste aos ORT de cada bloco CPF o direito de porem em prática um processo de reposição de reservas.
2. A fim de respeitarem os valores-padrão de ECRF referidos no artigo 128.º, os ORT de cada bloco CPF com PRR que realizem um processo de dimensionamento combinado da RRF e da RR para satisfazer os requisitos do artigo 157.º, n.º 2, devem estabelecer regras de dimensionamento da RR no acordo operacional do bloco CPF.
3. As regras de dimensionamento da RR devem incluir pelo menos os seguintes requisitos:
 - a) Nas zonas síncronas Nórdica e CE, existência de capacidade em reserva positiva de RR suficiente para restabelecer a quantidade necessária de RRF positiva. Nas zonas síncronas GB e IE/NÍ, existência de capacidade em reserva positiva de RR suficiente para restabelecer a quantidade necessária de RCF positiva e RRF positiva;
 - b) Nas zonas síncronas Nórdica e CE, existência de capacidade em reserva negativa de RR suficiente para restabelecer a quantidade necessária de RRF negativa. Nas zonas síncronas GB e IE/NÍ, existência de capacidade em reserva negativa de RR suficiente para restabelecer a quantidade necessária de RCF negativa e RRF negativa;
 - c) Existência de capacidade em reserva suficiente de RR, se esta for tida em conta no dimensionamento da capacidade em reserva de RRF a fim de respeitar o objetivo de qualidade do ECRF para o período em causa; e
 - d) Garantia de segurança operacional no bloco CPF no estabelecimento da capacidade em reserva de RR.

4. Os ORT do bloco CPF podem reduzir a capacidade em reserva positiva de RR no bloco CPF resultante do processo de dimensionamento da RR, celebrando para o efeito com outros blocos CPF um acordo de partilha de RR relativo a essa capacidade em reserva positiva, em conformidade com a parte IV, título 8. O ORT recetor de capacidade de controlo limita a redução da sua capacidade em reserva positiva de RR de modo a garantir que:

- a) Continua a respeitar os seus valores-padrão de ECRF, estabelecidos no artigo 128.º;
- b) A segurança operacional não é comprometida; e
- c) A redução da capacidade em reserva positiva de RR não excede a capacidade em reserva positiva de RR restante no bloco CPF.

5. Os ORT do bloco CPF podem reduzir a capacidade em reserva negativa de RR no bloco CPF resultante do processo de dimensionamento da RR, celebrando para o efeito com outros blocos CPF um acordo de partilha de RR relativo a essa capacidade em reserva negativa, em conformidade com a parte IV, título 8. O ORT recetor de capacidade de controlo limita a redução da sua capacidade em reserva negativa de RR de modo a garantir que:

- a) Continua a respeitar os seus valores-padrão de ECRF, estabelecidos no artigo 128.º;
- b) A segurança operacional não é comprometida; e
- c) A redução da capacidade em reserva negativa de RR não excede a capacidade em reserva negativa de RR restante no bloco CPF.

6. Se o bloco CPF for operado por mais do que um ORT e se o processo for necessário no bloco CPF, os ORT desse bloco devem estabelecer, no acordo operacional do bloco CPF, uma repartição específica de responsabilidades entre os ORT das diversas zonas CPF na aplicação das regras de dimensionamento estabelecidas no n.º 3.

7. O ORT deve ter sempre suficiente capacidade em reserva de RR, em conformidade com as regras de dimensionamento da RR. Os ORT do bloco CPF devem especificar, no acordo operacional do bloco CPF, um procedimento em caso de agravamento para situações de grande risco de insuficiência de capacidade em reserva de RR no bloco CPF.

Artigo 161.º

Requisitos técnicos mínimos das RR

1. Os grupos e unidades fornecedores de RR devem satisfazer os seguintes requisitos técnicos mínimos:

- a) Ligação apenas a um ORT de ligação de reserva;
- b) Ativação de RR em consonância com o valor de regulação recebido do ORT instrutor de reserva;
- c) O ORT instrutor de reserva é o ORT de ligação de reserva ou um ORT por este designado no acordo de troca de RR, em conformidade com o artigo 165.º, n.º 3, ou o artigo 171.º, n.º 4;
- d) Ativação da totalidade da capacidade em reserva de RR sem exceder o tempo de ativação definido pelo ORT instrutor;
- e) Desativação da RR em consonância com o valor de regulação recebido do ORT instrutor de reserva;
- f) O fornecedor de RR assegura que é possível monitorizar a ativação de RR de cada unidade fornecedora de RR que constitui o grupo fornecedor de reserva. Para o efeito, o fornecedor de RR tem de ser capaz de fornecer ao ORT de ligação de reserva e ao ORT instrutor de reserva medições em tempo real no ponto de ligação, ou noutro ponto de interação acordado com o ORT de ligação de reserva, do seguinte:
 - i) Emissão de potência ativa programada, com marca temporal, de cada grupo ou unidade fornecedor de RR e de cada módulo gerador ou unidade de consumo de grupo fornecedor de RR com saída máxima de potência ativa igual ou superior a 1,5 MW;
 - ii) Potência ativa instantânea, com marca temporal, de cada grupo ou unidade fornecedor de RR e de cada módulo gerador ou unidade de consumo de grupo fornecedor de RR com saída máxima de potência ativa igual ou superior a 1,5 MW;

- g) Satisfação dos requisitos de disponibilidade de RR.
2. Os ORT de cada bloco CPF devem especificar, no acordo operacional do bloco CPF, requisitos de disponibilidade de RR e requisitos de qualidade do controlo dos grupos e unidades fornecedores de RR.
3. O ORT de ligação de reserva deve inserir na descrição do processo de pré-qualificação requisitos técnicos relativos à ligação de grupos e unidades fornecedores de RR que garantam o fornecimento de RR em condições de segurança.
4. Incumbe a cada fornecedor de RR:
- a) Garantir que as unidades fornecedoras de RR e os grupos fornecedores de RR satisfazem os requisitos técnicos mínimos de RR e os requisitos de disponibilidade de RR referidos n.ºs 1 a 3; e
- b) Informar, o mais rapidamente possível, o seu ORT instrutor de reserva acerca das reduções da disponibilidade real e das indisponibilidades forçadas da sua unidade fornecedora de RR ou da totalidade ou de parte do seu grupo fornecedor de RR.
5. Incumbe a cada ORT instrutor de reserva assegurar a observância, pelos seus grupos e unidades fornecedores de RR, dos requisitos técnicos da RR, dos requisitos de disponibilidade de RR e dos requisitos de ligação referidos no presente artigo.

Artigo 162.º

Processo de pré-qualificação de RR

1. Incumbe a cada ORT de um determinado bloco CPF que tenha posto em prática um PRR desenvolver, no prazo máximo de 12 meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento, um processo de pré-qualificação de RR, bem como clarificar e divulgar publicamente os pormenores desse processo.
2. Os possíveis fornecedores de RR devem demonstrar ao ORT de ligação de reserva ou ao ORT designado por este no acordo de troca de RR que cumprem os requisitos técnicos mínimos de RR, os requisitos de disponibilidade da RR e os requisitos de ligação referidos no artigo 161.º, concluindo para o efeito o processo de pré-qualificação dos grupos ou unidades potencialmente fornecedores de RR descrito nos n.ºs 3 a 6 do presente artigo.
3. O potencial fornecedor de RR formaliza o pedido correspondente apresentando-o ao ORT de ligação de reserva em causa, ou ao ORT designado, acompanhado das informações exigidas relativas aos grupos ou unidades potencialmente fornecedores de RR. No prazo máximo de 8 semanas após a receção do pedido, o ORT de ligação de reserva ou o ORT designado comunica-lhe se o pedido está completo ou não. Se o ORT de ligação de reserva ou o ORT designado considerar que o pedido está incompleto, o potencial fornecedor de RR deve apresentar as informações adicionais requeridas no prazo máximo de 4 semanas após a receção do pedido de informações adicionais. Se, terminado esse prazo, o potencial fornecedor de RR não tiver fornecido as informações solicitadas, o pedido será considerado retirado.
4. No prazo máximo de três meses após a confirmação de que o pedido está completo, o ORT de ligação de reserva ou o ORT designado avalia as informações que lhe foram apresentadas e decide se os grupos ou unidades potencialmente fornecedores de RR satisfazem os critérios de pré-qualificação de uma RR. O ORT de ligação de reserva ou o ORT designado comunica a sua decisão ao potencial fornecedor de RR.
5. A qualificação de unidades ou grupos potencialmente fornecedores de RR é reavaliada:
- a) Pelo menos de cinco em cinco anos; e
- b) Se os requisitos técnicos ou de disponibilidade ou o equipamento sofrerem alterações.
6. Para garantir segurança operacional, o ORT de ligação de reserva tem o direito de, com base em argumentos técnicos, como a distribuição geográfica dos módulos geradores ou unidades de consumo que constituem o grupo fornecedor de RR, recusar o fornecimento de RR por grupos fornecedores de RR.

TÍTULO 8

TROCA E PARTILHA DE RESERVAS

CAPÍTULO 1

Troca e partilha de reservas em zona síncrona

Artigo 163.º

Troca de RCF em zona síncrona

1. Os ORT envolvidos na troca de RCF numa determinada zona síncrona devem satisfazer os requisitos estabelecidos nos n.ºs 2 a 9. A troca de RCF implica, no tocante à correspondente capacidade em reserva de RCF, a transferência da obrigação de RCF do ORT recetor de reserva para o ORT de ligação de reserva.
2. Os ORT envolvidos na troca de RCF numa determinada zona síncrona devem respeitar os limites e requisitos aplicáveis à troca de RCF na zona síncrona, especificados no anexo VI, quadro.
3. O ORT de ligação de reserva e o ORT recetor de reserva devem comunicar as trocas de RCF em conformidade com o artigo 150.º.
4. Se a ativação da capacidade em reserva de RCF trocada geraria trânsitos de energia que violariam os limites de segurança operacional, os ORT de ligação de reserva, os ORT recetores de reserva e os ORT afetados envolvidos na troca de RCF podem, qualquer um deles, recusar a troca de RCF.
5. Incumbe a cada ORT afetado verificar se a sua margem de fiabilidade, estabelecida em conformidade com o artigo 22.º do Regulamento (UE) 2015/1222, é suficiente para absorver os trânsitos de energia resultantes da ativação da capacidade em reserva de RCF trocada.
6. Os ORT de cada zona CPF devem ajustar os parâmetros do seu cálculo de ECRF para ter em conta a troca de RCF.
7. O ORT de ligação da reserva é responsável pelos requisitos referidos nos artigos 154.º e 156.º no tocante à capacidade em reserva de RCF trocada.
8. O grupo ou unidade fornecedor de RCF é responsável pela ativação da RCF em causa perante o seu ORT de ligação de reserva.
9. Os ORT em causa devem assegurar que a troca de RCF não impede nenhum ORT de satisfazer os requisitos relativos a reservas estabelecidos no artigo 156.º.

Artigo 164.º

Partilha de RCF em zona síncrona

Um ORT não pode partilhar RCF com outros ORT da sua zona síncrona para cumprir a sua obrigação de RCF nem para reduzir a quantidade total de RCF na zona síncrona, em conformidade com o artigo 153.º.

Artigo 165.º

Requisitos gerais da troca de RRF e de RR em zona síncrona

1. Os ORT de cada zona síncrona devem especificar, no acordo operacional da sua zona síncrona, as funções e responsabilidades do ORT de ligação de reserva, do ORT recetor de reserva e do ORT afetado relativamente à troca de RRF e/ou de RR.
2. O ORT de ligação de reserva e o ORT recetor de reserva devem comunicar as trocas de RRF/RR em conformidade com os requisitos de comunicação estabelecidos no artigo 150.º.

3. O ORT de ligação de reserva e o ORT recetor de reserva participantes na troca de RRF/RR devem especificar, num acordo de troca de RRF ou de RR, as suas funções e responsabilidades no que respeita, nomeadamente, ao seguinte:
- Responsabilidade do ORT instrutor de reserva relativamente à capacidade em reserva de RCF e de RR trocada;
 - Quantidade de capacidade em reserva de RRF e de RR trocada;
 - Aplicação do processo de ativação transfronteiriça de RRF/RR, em conformidade com os artigos 147.º e 148.º;
 - Requisitos técnicos mínimos da RRF/RR relativos ao processo de ativação transfronteiriça da RRF/RR, no caso de o ORT de ligação de reserva não ser o ORT instrutor de reserva;
 - Aplicação da pré-qualificação de RRF/RR à capacidade em reserva de RRF e de RR trocada, em conformidade com os artigos 159.º e 162.º;
 - Responsabilidade da monitorização da satisfação dos requisitos técnicos da RRF/RR e dos requisitos de disponibilidade de RRF/RR no tocante à capacidade em reserva de RRF e de RR trocada, em conformidade com o artigo 158.º, n.º 5, e com o artigo 161.º, n.º 5; e
 - Procedimentos destinados a garantir que a troca de RRF/RR não gera trânsitos de energia que violem os limites de segurança operacional.
4. Se a ativação da capacidade em reserva de RRF ou de RR trocada geraria trânsitos de energia que violariam os limites de segurança operacional, os ORT de ligação de reserva, os ORT recetores de reserva e os ORT afetados envolvidos na troca de RRF ou de RR podem, qualquer deles, recusar a troca referida no n.º 2.
5. Os ORT em causa devem assegurar que a troca de RRF/RR não impede nenhum ORT de satisfazer os requisitos relativos a reservas estabelecidos nas regras de dimensionamento de RRF e de RR previstas nos artigos 157.º e 160.º.
6. Os ORT de cada bloco CPF devem especificar, no acordo operacional do seu bloco CPF, as funções e responsabilidades do ORT de ligação de reserva, do ORT recetor de reserva e do ORT afetado, relativamente à troca de RRF e/ou de RR com ORT de outros blocos CPF.

Artigo 166.º

Requisitos gerais da partilha de RRF e de RR em zona síncrona

- Os ORT de cada zona síncrona devem especificar, no acordo operacional da sua zona síncrona, as funções e responsabilidades do ORT fornecedor de capacidade de controlo, do ORT recetor de capacidade de controlo e do ORT afetado relativamente à partilha de RRF/RR.
- O ORT fornecedor de capacidade de controlo e o ORT recetor de capacidade de controlo devem comunicar as partilhas de RRF/RR em conformidade com os requisitos de comunicação estabelecidos no artigo 150.º.
- O ORT fornecedor de capacidade de controlo e o ORT recetor de capacidade de controlo participantes na partilha de RRF/RR devem especificar as suas funções e responsabilidades num acordo de partilha de RRF ou de RR, nomeadamente no que respeita ao seguinte:
 - Quantidade de capacidade em reserva de RRF e de RR partilhada;
 - Aplicação do processo de ativação transfronteiriça de RRF/RR, em conformidade com os artigos 147.º e 148.º;
 - Procedimentos destinados a garantir que a ativação da capacidade em reserva de RRF ou de RR partilhada não gera trânsitos de energia que violem os limites de segurança operacional.

4. Se a ativação da capacidade em reserva de RRF ou de RR trocada geraria trânsitos de energia que violariam os limites de segurança operacional, os ORT fornecedores de capacidade de controlo, os ORT recetores de capacidade de controlo e os ORT afetados envolvidos na partilha de RRF/RR podem, qualquer deles, recusar a partilha de RRF/RR.
5. Em caso de partilha de RRF/RR, o ORT fornecedor de capacidade de controlo deve disponibilizar ao ORT recetor de capacidade de controlo a parte da capacidade em reserva de RRF e de RR que lhe é necessária para satisfazer os requisitos de reservas RRF e/ou RR decorrentes das regras de dimensionamento da RRF/RR estabelecidas nos artigos 157.º e 160.º. O ORT fornecedor de capacidade de controlo pode ser:
- O ORT instrutor de reserva relativamente à capacidade em reserva de RRF e de RR trocada; ou
 - O ORT com acesso à sua capacidade em reserva na RRF e RR partilhada através de um processo de ativação transfronteiriça de RRF/RR integrado num acordo de troca de RRF/RR.
6. O ORT fornecedor de capacidade de controlo é responsável pela resolução dos incidentes e desvios gerados pela indisponibilidade, pelas razões seguintes, da capacidade em reserva de RRF e de RR partilhada:
- Restrições ao restabelecimento da frequência ou ao ajustamento do programa de controlo relacionadas com a segurança operacional; e
 - Utilização parcial ou total, por ele próprio, da capacidade em reserva de RRF e de RR.
7. Os ORT de cada bloco CPF devem especificar, no acordo operacional do seu bloco CPF, as suas funções e responsabilidades, na qualidade de ORT fornecedor de capacidade de controlo, ORT recetor de capacidade de controlo e ORT afetado, relativamente à partilha de RRF e de RR com ORT de outros blocos CPF.

Artigo 167.º

Troca de RRF em zona síncrona

Os ORT de cada zona síncrona constituída por mais do que um bloco CPF nela envolvidos na troca de RRF devem respeitar os requisitos e limites aplicáveis à troca de RRF estabelecidos no anexo VII, quadro.

Artigo 168.º

Partilha de RRF em zona síncrona

Assiste a cada ORT de um bloco CPF o direito de partilhar RRF com outros blocos CPF da sua zona síncrona em observância dos limites estabelecidos pelas regras de dimensionamento de RRF referidas no artigo 157.º, n.º 1, e em conformidade com o artigo 166.º.

Artigo 169.º

Troca de RR em zona síncrona

Os ORT de cada zona síncrona constituída por mais do que um bloco CPF nela envolvidos na troca de RR devem respeitar os requisitos e limites aplicáveis à troca de RR estabelecidos no anexo VIII, quadro.

Artigo 170.º

Partilha de RR em zona síncrona

Assiste a cada ORT de um bloco CPF o direito de partilhar RR com outros blocos CPF da sua zona síncrona em observância dos limites estabelecidos pelas regras de dimensionamento de RR referidas no artigo 160.º, n.ºs 4 e 5, e em conformidade com o artigo 166.º.

CAPÍTULO 2

Troca e partilha de reservas entre zonas síncronas

Artigo 171.º

Requisitos gerais

1. Incumbe a cada operador e/ou proprietário de uma interligação CCAT entre zonas síncronas proporcionar aos ORT assim ligados a capacidade de trocaram e partilharem RCF, RRF e RR, se estiver instalada tecnologia para isso.
2. Os ORT da zona síncrona devem especificar no acordo operacional da zona síncrona as funções e responsabilidades do ORT de ligação de reserva, do ORT recetor de reserva e do ORT afetado na troca de reservas e do ORT fornecedor de capacidade de controlo, do ORT recetor de capacidade de controlo e do ORT afetado na partilha de reservas entre zonas síncronas.
3. O ORT de ligação de reserva e o ORT recetor de reserva ou o ORT fornecedor de capacidade de controlo e o ORT recetor de capacidade de controlo devem comunicar as trocas ou partilhas de RCF, RRF ou RR em conformidade com o artigo 150.º.
4. O ORT de ligação de reserva e o ORT recetor de reserva envolvidos na troca de reservas devem especificar, num acordo de troca, as suas funções e responsabilidades no que respeita, nomeadamente, ao seguinte:
 - a) Responsabilidade do ORT instrutor de reserva relativamente à capacidade em reserva trocada;
 - b) Quantidade de capacidade em reserva trocada;
 - c) Aplicação do processo de ativação transfronteiriça de RRF/RR, em conformidade com os artigos 147.º e 148.º;
 - d) Aplicação da pré-qualificação à capacidade em reserva trocada, em conformidade com os artigos 155.º, 159.º e 162.º;
 - e) Responsabilidade da monitorização da satisfação dos requisitos técnicos e dos requisitos de disponibilidade no tocante à capacidade em reserva trocada, em conformidade com o artigo 158.º, n.º 5, e com o artigo 161.º, n.º 5; e
 - f) Procedimentos destinados a garantir que a troca de reservas não gera trânsitos de energia que violem os limites de segurança operacional.
5. O ORT fornecedor de capacidade de controlo e o ORT recetor de capacidade de controlo envolvidos na partilha de reservas devem especificar as suas funções e responsabilidades num acordo de partilha, nomeadamente no que respeita ao seguinte:
 - a) Quantidade de capacidade em reserva partilhada;
 - b) Aplicação do processo de ativação transfronteiriça de RRF/RR, em conformidade com os artigos 147.º e 148.º; e
 - c) Procedimentos destinados a garantir que a partilha de reservas não gera trânsitos de energia que violem os limites de segurança operacional.
6. O ORT de ligação de reserva e o ORT recetor de reserva envolvidos na troca de reservas ou o ORT fornecedor de capacidade de controlo e o ORT recetor de capacidade de controlo envolvidos na partilha de reservas devem elaborar e adotar, com os proprietários de interligações CCAT e/ou os operadores de interligações CCAT ou com entidades jurídicas constituídas por uns e/ou outros, um acordo de coordenação e de operação em CCAT que inclua o seguinte:
 - a) Interações em qualquer escala temporal, incluindo planeamento e ativação;
 - b) Fator de sensibilidade MW/Hz e função de resposta linear/dinâmica ou estática/por escalões de cada interligação CCAT entre zonas síncronas; e
 - c) Conjugação/interação dessas funções na multiplicidade de percursos CCAT entre as zonas síncronas em causa.
7. Se a ativação da capacidade em reserva trocada ou partilhada geraria trânsitos de energia que violariam os limites de segurança operacional, os ORT de ligação de reserva, os ORT recetores de reserva, os ORT fornecedores de capacidade de controlo, os ORT recetores de capacidade de controlo e os ORT afetados envolvidos na troca ou na partilha de reservas podem recusar essa troca ou partilha.

8. Os ORT envolvidos devem assegurar que a troca de reservas entre zonas síncronas não impede nenhum ORT de satisfazer os requisitos relativos a reservas estabelecidos nos artigos 153.º, 157.º e 160.º.

9. O ORT de ligação de reserva e o ORT recetor de reserva, por um lado, e o ORT fornecedor de capacidade de controlo e o ORT recetor de capacidade de controlo, por outro, devem especificar, num acordo de troca ou de partilha, procedimentos para os casos em que a troca ou partilha de reservas entre zonas síncronas não possa ser realizada em tempo real.

Artigo 172.º

Acoplamento de frequências entre zonas síncronas

1. Assiste aos ORT de zonas síncronas ligadas por interligações CCAT o direito de porem em prática um processo de acoplamento de frequências que estabeleça uma coordenação entre as respostas à frequência em cada zona. Os ORT podem recorrer a este processo para possibilitar a troca ou partilha de RCF entre zonas síncronas.

2. Incumbe aos ORT de cada zona síncrona especificarem, no acordo operacional da sua zona síncrona, os aspetos técnicos do processo de acoplamento de frequências. O processo de acoplamento de frequências deve ter em conta o seguinte:

- a) O impacto operacional entre as zonas síncronas em causa;
- b) A estabilidade do PCF da zona síncrona em causa;
- c) A capacidade dos ORT da zona síncrona de respeitarem os valores-padrão de qualidade de frequência definidos em conformidade com o artigo 127.º; e
- d) A segurança operacional.

3. Incumbe a cada operador de interligação CCAT controlar o trânsito de potência ativa pela interligação CCAT em conformidade com o processo de acoplamento de frequências aplicado.

Artigo 173.º

Troca de RCF entre zonas síncronas

1. Assiste aos ORT de uma determinada zona síncrona envolvida num processo de acoplamento de frequências o direito de recorrerem ao processo de troca de RCF para trocar RCF entre zonas síncronas.

2. Os ORT de zonas síncronas envolvidas na troca de RCF entre zonas síncronas devem organizá-la de modo que os ORT de cada uma dessas zonas receba de outra zona síncrona uma parte da capacidade total em reserva de RCF exigida para a sua zona síncrona, em conformidade com o artigo 153.º.

3. A parte em questão da capacidade total em reserva de RCF exigida para a zona síncrona na qual é trocada RCF deve ser fornecida na segunda zona síncrona adicionalmente à capacidade total em reserva de RCF exigida para essa segunda zona, em conformidade com o artigo 153.º.

4. Os ORT da zona síncrona devem especificar os limites à troca de RCF no acordo operacional da zona síncrona.

5. Os ORT das zonas síncronas envolvidas devem elaborar um acordo de troca de RCF que especifique as condições dessa troca.

Artigo 174.º

Partilha de RCF entre zonas síncronas

1. Assiste aos ORT de uma determinada zona síncrona envolvida num processo de acoplamento de frequências o direito de recorrerem a esse processo para partilhar RCF entre as zonas síncronas em causa.

2. Os ORT da zona síncrona devem especificar os limites à partilha de RCF no acordo operacional da sua zona síncrona, em conformidade com os seguintes critérios:
 - a) Nas zonas síncronas CE e Nórdica, os ORT asseguram que a soma da RCF fornecida na sua zona síncrona com a proveniente de outras zonas síncronas no âmbito da troca de RCF cobre, pelo menos, o incidente de referência;
 - b) Nas zonas síncronas GB e IE/NÍ, os ORT especificam uma metodologia para determinação do fornecimento mínimo de capacidade em reserva de RCF na zona síncrona em causa.
3. Os ORT das zonas síncronas envolvidas devem especificar nos acordos operacionais de zona síncrona respetivos as condições de partilha de RCF entre as zonas síncronas em causa.

Artigo 175.º

Requisitos gerais da partilha de RRF e de RR entre zonas síncronas

1. Em caso de partilha de RRF ou de RR, o ORT fornecedor de capacidade de controlo deve disponibilizar ao ORT recetor de capacidade de controlo a parte da capacidade em reserva de RRF e de RR que lhe é necessária para satisfazer os requisitos de reservas RRF e/ou RR decorrentes das regras de dimensionamento da RRF/RR estabelecidas nos artigos 157.º e 160.º. O ORT fornecedor de capacidade de controlo pode ser:
 - a) O ORT instrutor de reserva relativamente à capacidade em reserva de RRF e de RR trocada; ou
 - b) O ORT com acesso à sua capacidade em reserva de RRF e de RR partilhada através de um processo de ativação transfronteiriça de RRF/RR integrado num acordo de troca de RRF/RR.
2. Os ORT de cada bloco CPF devem especificar, no acordo operacional do seu bloco CPF, as suas funções e responsabilidades, na qualidade de ORT fornecedor de capacidade de controlo, ORT recetor de capacidade de controlo e ORT afetado, relativamente à partilha de RRF e de RR com ORT de outros blocos CPF de outras zonas síncronas.

Artigo 176.º

Troca de RRF entre zonas síncronas

1. Os ORT de cada zona síncrona devem especificar, no acordo operacional da sua zona síncrona, um método de determinação dos limites à troca de RRF com outras zonas síncronas. Esse método deve ter em consideração:
 - a) O impacto operacional entre as zonas síncronas em causa;
 - b) A estabilidade do PRF da zona síncrona em causa;
 - c) A capacidade dos ORT da zona síncrona de respeitarem os valores-padrão de qualidade de frequência definidos em conformidade com o artigo 127.º e os valores-padrão de ECRF definidos em conformidade com o artigo 128.º; e
 - d) A segurança operacional.
2. Os ORT dos blocos CPF envolvidos na troca de RRF entre zonas síncronas devem organizá-la de modo que os ORT de cada bloco CPF da primeira zona síncrona possam receber de um bloco CPF da segunda zona síncrona uma parte da capacidade total em reserva de RRF exigida para o seu bloco CPF, determinada em conformidade com o artigo 157.º, n.º 1.
3. A parte em questão da capacidade total em reserva de RRF exigida para o bloco CPF da zona síncrona na qual é trocada RRF deve ser fornecida pelo bloco CPF da segunda zona síncrona adicionalmente à capacidade total em reserva de RRF exigida para esse segundo bloco CPF, em conformidade com o artigo 157.º, n.º 1.

4. Incumbe a cada operador de interligação CCAT controlar o trânsito de potência ativa pela interligação CCAT em causa em observância das instruções fornecidas pelo ORT de ligação de reserva ou pelo ORT recetor de reserva em conformidade com os requisitos técnicos mínimos da RRF referidos no artigo 158.º.
5. Os ORT dos blocos CPF aos quais pertencem o ORT de ligação de reserva e o ORT recetor de reserva devem especificar as condições da troca de RRF num acordo de troca de RRF.

Artigo 177.º

Partilha de RRF entre zonas síncronas

1. Os ORT de cada zona síncrona devem especificar no acordo operacional da sua zona síncrona uma metodologia de determinação dos limites à partilha de RRF com outras zonas síncronas. Essa metodologia deve ter em consideração:
 - a) O impacto operacional entre as zonas síncronas em causa;
 - b) A estabilidade do PRF da zona síncrona em causa;
 - c) A redução máxima de RRF que pode ser tida em conta no dimensionamento da RRF, em conformidade com o artigo 157.º, devido à partilha de RRF;
 - d) A capacidade da zona síncrona de respeitar os valores-padrão de qualidade de frequência definidos em conformidade com o artigo 127.º e os valores-padrão de ECRF definidos em conformidade com o artigo 128.º; e
 - e) A segurança operacional.
2. Os ORT dos blocos CPF envolvidos na partilha de RRF entre zonas síncronas devem organizá-la de modo que os ORT de cada bloco CPF da primeira zona síncrona possam receber de um bloco CPF da segunda zona síncrona uma parte da capacidade total em reserva de RRF exigida para o seu bloco CPF, determinada em conformidade com o artigo 157.º, n.º 1.
3. Incumbe a cada operador de interligação CCAT controlar o trânsito de potência ativa pela interligação CCAT em causa em observância das instruções fornecidas pelo ORT fornecedor de capacidade de controlo ou pelo ORT recetor de capacidade de controlo em conformidade com os requisitos técnicos mínimos da RRF referidos no artigo 158.º, n.º 1.
4. Os ORT dos blocos CPF aos quais pertençam o ORT fornecedor de capacidade de controlo e o ORT recetor de capacidade de controlo devem especificar as condições da partilha de RRF num acordo de partilha de RRF.

Artigo 178.º

Troca de RR entre zonas síncronas

1. Os ORT de cada zona síncrona devem especificar, no acordo operacional da sua zona síncrona, um método de determinação dos limites à troca de RRF com outras zonas síncronas. Esse método deve ter em consideração:
 - a) O impacto operacional entre as zonas síncronas em causa;
 - b) A estabilidade do PRR da zona síncrona em causa;
 - c) A capacidade da zona síncrona de respeitar os valores-padrão de qualidade de frequência definidos em conformidade com o artigo 127.º e os valores-padrão de ECRF definidos em conformidade com o artigo 128.º; e
 - d) A segurança operacional.
2. Os ORT dos blocos CPF envolvidos na troca de RR entre zonas síncronas devem organizá-la de modo que os ORT de cada bloco CPF da primeira zona síncrona possam receber de um bloco CPF da segunda zona síncrona uma parte da capacidade total em reserva de RR exigida para o seu bloco CPF, determinada em conformidade com o artigo 160.º, n.º 2.

3. A parte em questão da capacidade total em reserva de RR exigida para o bloco CPF da zona síncrona na qual é trocada RR deve ser fornecida pelo bloco CPF da segunda zona síncrona adicionalmente à capacidade total em reserva de RR exigida para esse segundo bloco CPF, em conformidade com o artigo 160.º, n.º 2.
4. Incumbe a cada operador de interligação CCAT controlar o trânsito de potência ativa pela interligação CCAT em causa em observância das instruções fornecidas pelo ORT de ligação de reserva ou pelo ORT recetor de reserva em conformidade com os requisitos técnicos mínimos da RR referidos no artigo 161.º.
5. Os ORT dos blocos CPF aos quais pertençam o ORT de ligação de reserva e o ORT recetor de reserva devem especificar as condições da troca de RR num acordo de troca de RR.

Artigo 179.º

Partilha de RR entre zonas síncronas

1. Os ORT de cada zona síncrona devem especificar no acordo operacional da sua zona síncrona um método de determinação dos limites à partilha de RR com outras zonas síncronas. Esse método deve ter em consideração:
 - a) O impacto operacional entre as zonas síncronas em causa;
 - b) A estabilidade do PRR da zona síncrona em causa;
 - c) A redução máxima de RR que pode ser tida em conta nas regras de dimensionamento da RR, em conformidade com o artigo 160.º, devido à partilha de RR;
 - d) A capacidade dos ORT da zona síncrona de respeitarem os valores-padrão de qualidade de frequência definidos em conformidade com o artigo 127.º e a capacidade dos blocos CPF de respeitarem os valores-padrão de ECRF definidos em conformidade com o artigo 128.º; e
 - e) A segurança operacional.
2. Os ORT dos blocos CPF envolvidos na partilha de RR entre zonas síncronas devem organizá-la de modo que os ORT de cada bloco CPF da primeira zona síncrona possam receber de um bloco CPF da segunda zona síncrona uma parte da capacidade total em reserva de RR exigida para o seu bloco CPF, determinada em conformidade com o artigo 160.º, n.º 2.
3. Incumbe a cada operador de interligação CCAT controlar o trânsito de potência ativa pela interligação CCAT em causa em observância das instruções fornecidas pelo ORT fornecedor de capacidade de controlo ou pelo ORT recetor de capacidade de controlo em conformidade com os requisitos técnicos mínimos da RR referidos no artigo 161.º.
4. Os ORT dos blocos CPF aos quais pertençam o ORT fornecedor de capacidade de controlo de reserva e o ORT recetor de capacidade de controlo de reserva devem especificar as condições da partilha de RR num acordo de partilha de RR.

CAPÍTULO 3

Processo de ativação transfronteiriça de RRF/RR

Artigo 180.º

Processo de ativação transfronteiriça de RRF/RR

Os ORT envolvidos na ativação transfronteiriça de RRF e de RR na mesma zona síncrona ou em zonas síncronas diferentes devem satisfazer os requisitos estabelecidos nos artigos 147.º e 148.º

TÍTULO 9

PROCESSO DE CONTROLO DE TEMPO*Artigo 181.º***Processo de controlo de tempo**

1. O objetivo de controlo do processo de controlo do tempo elétrico é o controlo do valor médio da frequência da rede em relação à frequência nominal.
2. Se for caso disso, os ORT de cada zona síncrona devem especificar, no acordo operacional da sua zona síncrona, a metodologia de correção do desvio de tempo elétrico, a qual deve incluir:
 - a) As gamas temporais dentro das quais os ORT devem procurar manter esse desvio;
 - b) As adaptações dos valores de regulação da frequência para anular o desvio de tempo elétrico; e
 - c) As medidas destinadas a aumentar ou a diminuir a frequência média da rede por recurso às reservas de potência ativa.
3. Incumbe ao monitor da zona síncrona:
 - a) Monitorizar os desvios de tempo elétrico;
 - b) Calcular as adaptações dos valores de regulação da frequência; e
 - c) Coordenar as medidas do processo de controlo de tempo.

TÍTULO 10

COOPERAÇÃO COM ORD*Artigo 182.º***Grupos ou unidades fornecedores de reserva ligados à rede de um ORD**

1. Os ORT e os ORD devem cooperar entre eles para facilitar e possibilitar o fornecimento de reservas de potência ativa por grupos ou unidades fornecedores de reserva localizados nas redes de distribuição.
2. Para efeitos dos processos de pré-qualificação de RCF, RRF e RR, referidos, respetivamente, no artigo 155.º, no artigo 159.º e no artigo 162.º, incumbe a cada ORT elaborar e especificar, num acordo com os seus ORD com reserva ligada e ORD intermediários, os termos da troca de informações necessária, no âmbito desses processos, relativamente aos grupos ou unidades fornecedores de reserva localizados nas redes de distribuição e ao fornecimento de reservas de potência ativa. Os processos de pré-qualificação de RCF, RRF e RR referidos, respetivamente, no artigo 155.º, no artigo 159.º e no artigo 162.º devem especificar as informações a fornecer pelos grupos ou unidades potencialmente fornecedores de reserva, nomeadamente as seguintes:
 - a) Níveis de tensão e pontos de ligação dos grupos ou unidades fornecedores de reserva;
 - b) Tipo de reserva de potência ativa;
 - c) Capacidade máxima em reserva fornecida pelos grupos ou unidades fornecedores de reserva, em cada ponto de ligação; e
 - d) Taxa máxima de troca de potência ativa por parte dos grupos ou unidades fornecedores de reserva.
3. O processo de pré-qualificação deve assentar na cronologia e nas regras relativas à troca de informações e ao fornecimento de reservas de potência ativa acordadas entre o ORT, o ORD com reserva ligada e os ORD intermediários. O processo de pré-qualificação não pode prolongar-se por mais de três meses, a contar da apresentação formal do correspondente pedido completo pelo grupo ou unidade fornecedor de reserva.
4. Assiste a cada ORD com reserva ligada e a cada ORD intermediário, em cooperação com o ORT, durante a pré-qualificação de um grupo ou unidade fornecedor de reserva ligado à sua rede de distribuição, o direito de estabelecer limites ao fornecimento de reservas de potência ativa localizadas na sua rede de distribuição, ou de excluir esse fornecimento, com base em razões técnicas como a localização geográfica dos grupos ou unidades fornecedores de reserva.

5. Assiste a cada ORD com reserva ligada e a cada ORD intermediário, em cooperação com o ORT, o direito de, antes da ativação das reservas em causa, estabelecer limites temporários ao fornecimento de reservas de potência ativa localizadas na sua rede de distribuição. Os ORT correspondentes devem acordar os procedimentos aplicáveis com os seus ORD com reserva ligada e os seus ORD intermediários.

TÍTULO 11

TRANSPARÊNCIA DAS INFORMAÇÕES

Artigo 183.º

Requisitos gerais de transparência

1. Os ORT devem assegurar que as informações enumeradas no presente título são publicadas numa ocasião e de um modo que não criem vantagens nem desvantagens competitivas reais ou potenciais a nenhuma parte ou categoria de partes, tendo igualmente em conta a sensibilidade das informações comerciais.
2. Os ORT devem, cada um deles, utilizar os conhecimentos e instrumentos disponíveis para suplantar os limites técnicos e assegurar a disponibilidade e a exatidão das informações disponibilizadas à REORT para a Eletricidade em conformidade com o artigo 16.º e o artigo 185.º, n.º 3.
3. Incumbe a cada ORT assegurar a disponibilidade e a exatidão das informações disponibilizadas à REORT para a Eletricidade em conformidade com os artigos 184.º a 190.º.
4. Os elementos a publicar referidos nos artigos 184.º a 190.º devem ser disponibilizados à REORT para a Eletricidade pelo menos em língua inglesa. A REORT para a Eletricidade publica-os na plataforma de transparência da informação estabelecida em conformidade com o artigo 3.º do Regulamento (UE) n.º 543/2013.

Artigo 184.º

Informações relativas aos acordos operacionais

1. Incumbe a cada ORT dar a conhecer o teor do seu acordo operacional de zona síncrona à sua entidade reguladora ou, se for caso disso, outra autoridade competente, pelo menos um mês antes da entrada em vigor do mesmo.
2. Os ORT de cada zona síncrona devem comunicar o teor do seu acordo operacional de zona síncrona à REORT para a Eletricidade, para publicação, no prazo máximo de uma semana após a entrada em vigor do mesmo.
3. Incumbe a cada ORT de cada bloco CPF dar a conhecer o teor do seu acordo operacional do bloco CPF à sua entidade reguladora ou, se for caso disso, outra autoridade competente.

Artigo 185.º

Informações relativas a qualidade de frequência

1. Se os ORT de uma determinada zona síncrona se propuserem alterar os valores dos parâmetros definidores de qualidade de frequência ou do valor-padrão de qualidade de frequência em conformidade com o artigo 127.º, devem comunicar os valores alterados à REORT para a Eletricidade, para publicação, pelo menos um mês antes da entrada em vigor do acordo operacional da zona síncrona.
2. Se for caso disso, os ORT de cada zona síncrona devem comunicar os valores dos valores-padrão de ECRF correspondentes a cada bloco CPF e a cada zona CPF à REORT para a Eletricidade, para publicação, pelo menos um mês antes do início da aplicabilidade dos mesmos.
3. Os ORT da zona síncrona devem comunicar a metodologia utilizada para determinar o risco de esgotamento da RCF à REORT para a Eletricidade, para publicação, pelo menos três meses antes da aplicação do acordo operacional da zona síncrona.

4. O monitor de zona síncrona da zona síncrona deve comunicar os resultados do processo de aplicação de critérios na sua zona síncrona à REORT para a Eletricidade, para publicação, no prazo máximo de três meses após a última marca temporal do período de medição e, no mínimo, quatro vezes por ano. Esses resultados devem compreender, pelo menos:

- a) Os valores dos critérios de avaliação da qualidade da frequência calculados para a zona síncrona e para cada bloco CPF da zona síncrona, em conformidade com o artigo 133.º, n.º 3; e
- b) A resolução das medições, a exatidão das medições e o método de cálculo, especificados em conformidade com o artigo 132.º.

5. Os ORT da zona síncrona devem comunicar o período de rampa especificado em conformidade com o artigo 136.º à REORT para a Eletricidade, para publicação, pelo menos três meses antes do início da aplicabilidade do mesmo.

Artigo 186.º

Informações relativas à estrutura de controlo potência-frequência

1. Os ORT de cada zona síncrona devem comunicar à REORT para a Eletricidade, para publicação, pelo menos três meses antes da aplicação do acordo operacional da zona síncrona, as seguintes informações:

- a) Informações relativas à estrutura de ativação de processos da zona síncrona, incluindo, pelo menos, informações sobre as zonas de monitorização, as zonas CPF e os blocos CPF definidos e os ORT respetivos; e
- b) Informações relativas à estrutura de responsabilidade de processos da zona síncrona, incluindo, pelo menos, informações sobre os processos elaborados em conformidade com o artigo 140.º, n.ºs 1 e 2.

2. Os ORT que ponham em prática um processo de compensação de desvios devem publicar informações relativas a esse processo, entre as quais, pelo menos, a lista dos ORT participantes e a data de início do dito processo.

Artigo 187.º

Informações relativas a RCF

1. Os ORT de cada zona síncrona devem comunicar o método de dimensionamento da RCF definido para a sua zona síncrona em conformidade com o artigo 153.º, n.º 2, à REORT para a Eletricidade, para publicação, pelo menos um mês antes do início da aplicabilidade do mesmo.

2. Se for caso disso, os ORT da zona síncrona devem comunicar à REORT para a Eletricidade, para publicação, pelo menos um mês antes do início da aplicabilidade das mesmas, a quantidade total de capacidade em reserva de RCF, bem como as partes de capacidade em reserva de RCF exigidas para cada ORT, especificadas em conformidade com o artigo 153.º, n.º 1, que constituem obrigação de RCF inicial.

3. Os ORT da zona síncrona devem comunicar à REORT para a Eletricidade, para publicação, pelo menos três meses antes do início da aplicabilidade dos mesmos, as propriedades da RCF estabelecidas para a sua zona síncrona em conformidade com o artigo 154.º, n.º 2, e os requisitos adicionais aplicáveis aos grupos fornecedores de RCF em conformidade com o artigo 154.º, n.º 3.

Artigo 188.º

Informações relativas a RRF

1. Os ORT de cada bloco CPF devem comunicar à REORT para a Eletricidade, para publicação, pelo menos três meses antes do início da aplicabilidade dos mesmos, os requisitos de disponibilidade de RRF e os requisitos de controlo de qualidade especificados em conformidade com o artigo 158.º, n.º 2, e os requisitos técnicos de ligação especificados em conformidade com o artigo 158.º, n.º 3, correspondentes ao seu bloco CPF.

2. Os ORT de cada bloco CPF devem comunicar à REORT para a Eletricidade, para publicação, pelo menos três meses antes do início da aplicabilidade do acordo operacional do bloco CPF, as regras de dimensionamento da RRF especificadas para o seu bloco CPF em conformidade com o artigo 157.º, n.º 1.

3. Os ORT de cada zona síncrona devem comunicar à REORT para a Eletricidade, até 30 de novembro de cada ano, para publicação, as perspetivas de capacidades em reserva de RRF de cada bloco CPF no ano seguinte.

4. Os ORT da zona síncrona devem comunicar à REORT para a Eletricidade, nos 30 dias seguintes ao termo de cada trimestre, para publicação, as capacidades em reserva de RRF reais de cada bloco CPF no trimestre anterior.

Artigo 189.º

Informações relativas a RR

1. Os ORT de cada bloco CPF que opere um processo de reposição de reservas devem comunicar à REORT para a Eletricidade, para publicação, pelo menos três meses antes do início da aplicabilidade dos mesmos, os requisitos de disponibilidade de RR especificados em conformidade com o artigo 161.º, n.º 2, e os requisitos técnicos de ligação especificados em conformidade com o artigo 161.º, n.º 3, correspondentes ao seu bloco CPF.

2. Os ORT de cada zona síncrona devem comunicar à REORT para a Eletricidade, até 30 de novembro de cada ano, para publicação, as perspectivas de capacidades em reserva de RR de cada bloco CPF no ano seguinte.

3. Os ORT da zona síncrona devem comunicar à REORT para a Eletricidade, nos 30 dias seguintes ao termo do trimestre, para publicação, as capacidades em reserva de RR reais de cada bloco CPF no trimestre anterior.

Artigo 190.º

Informações relativas a partilhas e trocas

1. Os ORT de cada zona síncrona devem comunicar à REORT para a Eletricidade, para publicação, em conformidade com o artigo 188.º, n.º 3, e o artigo 189.º, n.º 2, compilações anuais dos acordos de partilha de RRF e de partilha de RR referentes a cada bloco CPF da zona síncrona. Essas compilações devem compreender as seguintes informações:

a) Identidade dos blocos CPF objeto de um acordo de partilha de RRF ou de RR; e

b) Parte de RRF e de RR reduzida devido a cada acordo de partilha de RRF ou de RR.

2. Os ORT da zona síncrona devem comunicar as informações relativas à partilha de RCF entre zonas síncronas à REORT para a Eletricidade, para publicação, em conformidade com o artigo 187.º, n.º 1. Essas informações devem compreender o seguinte:

a) Capacidade em reserva de RCF partilhada entre ORT que celebraram acordos de partilha de RCF; e

b) Efeitos da partilha de RCF na capacidade em reserva de RCF dos ORT envolvidos.

3. Os ORT devem publicar as informações relativas às trocas de RCF, RRF e RR, se for o caso.

PARTE V

DISPOSIÇÕES FINAIS

Artigo 191.º

Alteração de contratos e de termos e condições gerais

Todas as cláusulas relevantes em contratos, termos e condições gerais de ORT, ORD e utilizadores de rede significativos relativas à operação da rede devem ser conformes com os requisitos do presente regulamento. Os contratos, termos e condições gerais em causa devem ser adaptados nesse sentido.

Artigo 192.º

Entrada em vigor

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

Os artigos 41.º a 53.º aplicam-se 18 meses após a data de entrada em vigor do presente regulamento. Relativamente aos artigos que preveem o fornecimento ou a utilização de dados referidos nos artigos 41.º a 53.º e salvo acordo em contrário, no período compreendido entre a data de entrada em vigor do presente regulamento e o início da aplicabilidade dos artigos 41.º a 53.º devem ser utilizados os dados equivalentes mais recentes, segundo o modelo estabelecido pela entidade responsável pela disponibilização dos dados.

O artigo 54.º, n.º 4, aplica-se a partir da data de aplicação do artigo 41.º, n.º 2, do Regulamento (UE) 2016/631 e da data de aplicação do artigo 35.º, n.º 2, do Regulamento (UE) 2016/1388.

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

Feito em Bruxelas, em 2 de agosto de 2017.

Pela Comissão
O Presidente
Jean-Claude JUNCKER

ANEXO I

Disposições não aplicáveis aos ORT da Lituânia, Letónia e Estónia, em conformidade com o artigo 2.º, n.º 4:

- 1) Artigo 16.º, n.º 2, alíneas d), e) e f);
 - 2) Artigo 38.º, n.º 2;
 - 3) Artigo 39.º, n.º 3;
 - 4) Artigo 118.º;
 - 5) Artigo 119.º;
 - 6) Artigo 125.º;
 - 7) Artigo 126.º;
 - 8) Artigo 127.º, n.º 1, alínea i), e n.ºs 3, 4, 5 e 9;
 - 9) Artigo 128.º, n.ºs 4 e 7;
 - 10) Artigo 130.º, n.º 1, alínea b);
 - 11) Artigo 131.º;
 - 12) Artigo 132.º, n.º 2;
 - 13) Artigos 133.º a 140.º;
 - 14) Artigo 141.º, n.ºs 1 e 2, n.º 4, alínea c), e n.ºs 5, 6, 9, 10 e 11;
 - 15) Artigo 142.º;
 - 16) Artigo 143.º, n.º 3;
 - 17) Artigo 145.º, n.ºs 1, 2, 3, 4 e 6;
 - 18) Artigo 149.º, n.º 3;
 - 19) Artigo 150.º;
 - 20) Artigo 151.º, n.º 2;
 - 21) Artigos 152.º a 181.º;
 - 22) Artigo 184.º, n.º 2;
 - 23) Artigo 185.º;
 - 24) Artigo 186.º, n.º 1;
 - 25) Artigo 187.º;
 - 26) Artigo 188.º, n.ºs 1 e 2; e
 - 27) Artigo 189.º, n.º 1.
-

ANEXO II

Gamas de tensão referidas no artigo 27.º:

Quadro 1

Gamas de tensão no ponto de ligação entre 110 kV e 300 kV

Zona síncrona	Gama de tensão
Europa Continental	0,90 pu — 1,118 pu
Nórdica	0,90 pu — 1,05 pu
Grã-Bretanha	0,90 pu — 1,10 pu
Irlanda e Irlanda do Norte	0,90 pu — 1,118 pu
Báltica	0,90 pu — 1,118 pu

Quadro 2

Gamas de tensão no ponto de ligação entre 300 kV e 400 kV

Zona síncrona	Gama de tensão
Europa Continental	0,90 pu — 1,05 pu
Nórdica	0,90 pu — 1,05 pu
Grã-Bretanha	0,90 pu — 1,05 pu
Irlanda e Irlanda do Norte	0,90 pu — 1,05 pu
Báltica	0,90 pu — 1,097 pu

ANEXO III

Parâmetros definidores de qualidade de frequência referidos no artigo 127.º:

Quadro 1

Parâmetros definidores de qualidade de frequência das zonas síncronas

	CE	GB	IE/NL	Nórdica
Gama de frequências padrão	± 50 mHz	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
Desvio de frequência instantâneo máximo	800 mHz	800 mHz	1 000 mHz	1 000 mHz
Desvio máximo de frequência em regime permanente	200 mHz	500 mHz	500 mHz	500 mHz
Tempo de recuperação da frequência	não utilizado	1 minuto	1 minuto	não utilizado
Gama de recuperação da frequência	não utilizado	± 500 mHz	± 500 mHz	não utilizado
Tempo de restabelecimento da frequência	15 minutos	15 minutos	15 minutos	15 minutos
Gama de restabelecimento da frequência	não utilizado	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
Tempo de desencadeamento do estado de alerta	5 minutos	10 minutos	10 minutos	5 minutos

Valores-padrão de qualidade de frequência referidos no artigo 127.º:

Quadro 2

Valores-padrão de qualidade de frequência das zonas síncronas

	CE	GB	IE/NL	Nórdica
Número máximo de minutos fora da gama de frequências padrão	15 000	15 000	15 000	15 000

ANEXO IV

Valores-padrão de ECRF referidos no artigo 128.º:

Quadro

Valores-padrão de ECRF para as zonas síncronas GB e IE/NI

	GB	IE/NI
Nível 1	3 %	3 %
Nível 2	1 %	1 %

ANEXO V

Requisitos técnicos mínimos das RCF referidos no artigo 154.º:

Quadro

Propriedades das RCF nas diversas zonas síncronas

Exatidão mínima da medição de frequência	CE, GB, IE/NI e Nórdica	10 mHz ou a norma do setor, se for melhor
Efeito máximo combinado da insensibilidade inerente de resposta à frequência e da eventual banda morta intencional de resposta à frequência do regulador dos grupos ou unidades fornecedores de RCF.	CE	10 mHz
	GB	15 mHz
	IE/NI	15 mHz
	Nórdica	10 mHz
Tempo de plena ativação de RCF	CE	30 s
	GB	10 s
	IE/NI	15 s
	Nórdica	30 s se a frequência da rede estiver fora da gama de frequências padrão
Desvio de frequência de plena ativação de RCF	CE	± 200 mHz
	GB	± 500 mHz
	IE/NI	RCF dinâmica ± 500 mHz
		RCF estática ± 1 000 mHz
	Nórdica	± 500 mHz

ANEXO VI

Limites e requisitos aplicáveis à troca de RCF referidos no artigo 163.º:

Quadro

Limites e requisitos aplicáveis à troca de RCF

Zona síncrona	Troca de RCF permitida entre:	Limites à troca de RCF
Zona síncrona CE	ORT de blocos CPF adjacentes	<ul style="list-style-type: none"> — os ORT do bloco CPF devem assegurar que, pelo menos, 30 % das suas obrigações de RCF iniciais totais combinadas são fisicamente garantidas no seu bloco; e — a quantidade de capacidade em reserva de RCF, fisicamente localizada num bloco CPF, resultante da troca de RCF com outros blocos CPF, está limitada, no máximo, a: <ul style="list-style-type: none"> — 30 % das obrigações de RCF iniciais totais combinadas dos ORT do bloco CPF ao qual a capacidade em reserva de RCF está fisicamente ligada; e — 100 MW de capacidade em reserva de RCF.
	ORT das zonas CPF de um mesmo bloco CPF	<ul style="list-style-type: none"> — os ORT das zonas CPF que constituem o bloco CPF têm o direito de especificar, no acordo operacional do bloco CPF, limites internos à troca de RCF entre as zonas CPF do dito bloco, a fim de: <ul style="list-style-type: none"> — evitar congestionamentos internos em caso de ativação de RCF; — assegurar uma distribuição uniforme da capacidade em reserva de RCF no caso de separação da rede; e — evitar que a estabilidade do PCF ou a segurança operacional sejam afetadas.
Outras zonas síncronas	ORT da zona síncrona	<ul style="list-style-type: none"> — os ORT da zona síncrona têm o direito de especificar limites à troca de RCF no acordo operacional da zona síncrona, a fim de: <ul style="list-style-type: none"> — evitar congestionamentos internos em caso de ativação de RCF; — assegurar uma distribuição uniforme da capacidade em reserva de RCF no caso de separação da rede; e — evitar que a estabilidade do PCF ou a segurança operacional sejam afetadas.

ANEXO VII

Requisitos e limites aplicáveis à troca de RRF em zona síncrona referidos no artigo 167.º:

Quadro

Requisitos e limites aplicáveis à troca de RRF em zona síncrona

Zona síncrona	Troca de RRF permitida entre:	Limites à troca de RRF
Zonas síncronas constituídas por mais de um bloco CPF	ORT de blocos CPF diferentes	— os ORT do bloco CPF devem assegurar que, pelo menos, 50 % da sua capacidade em reserva total combinada de RRF resultante das regras de dimensionamento de RRF referidas no artigo 157.º, n.º 1, antes de qualquer redução devida à partilha de RRF em conformidade com o artigo 157.º, n.º 2, se mantêm localizadas no dito bloco.
	ORT das zonas CPF de um mesmo bloco CPF	— se necessário, os ORT das zonas CPF que constituem o bloco CPF têm o direito de especificar, no acordo operacional do bloco CPF, limites internos à troca de RRF entre as zonas CPF do dito bloco, a fim de: <ul style="list-style-type: none"> — evitar congestionamentos internos devidos à ativação da capacidade em reserva de RRF trocada; — assegurar uma distribuição uniforme da RRF pela zona síncrona e pelos blocos CPF no caso de separação da rede; — evitar que a estabilidade do PRF ou a segurança operacional sejam afetadas.

ANEXO VIII

Requisitos e limites aplicáveis à troca de RR em zona síncrona referidos no artigo 169.º:

Quadro

Requisitos e limites aplicáveis à troca de RR em zona síncrona

Zona síncrona	Troca de RR permitida entre:	Limites à troca de RR
Zonas síncronas constituídas por mais de um bloco CPF	ORT de blocos CPF diferentes	— os ORT das zonas CPF que constituem o bloco CPF devem assegurar que, pelo menos, 50 % da sua capacidade em reserva total combinada de RR resultante das regras de dimensionamento de RR referidas no artigo 160.º, n.º 3, antes de qualquer redução da capacidade em reserva de RR devida à partilha de RR em conformidade com o artigo 160.º, n.ºs 4 ou 5, se mantêm localizadas no dito bloco.
	ORT das zonas CPF de um mesmo bloco CPF	— se necessário, os ORT das zonas CPF que constituem o bloco CPF têm o direito de especificar, no acordo operacional do bloco CPF, limites internos à troca de RR entre as zonas CPF do dito bloco, a fim de: <ul style="list-style-type: none"> — evitar congestionamentos internos devidos à ativação da capacidade em reserva de RR trocada; — assegurar uma distribuição uniforme de RR na zona síncrona no caso de separação da rede; e — evitar que a estabilidade do PRR ou a segurança operacional sejam afetadas.