

DESPACHO N.º: 9

Data: 12/02/2018

**Requisitos transitórios a aplicar na ligação de geradores de eletricidade
à rede elétrica de serviço público (RESP) de geradores PV e CPV**

A segurança e estabilidade dos sistemas e redes elétricas depende, em grande parte, das capacidades técnicas dos geradores de energia elétrica. A capacidade dos geradores em contribuir para a regulação das grandezas elétricas face à existência de perturbações frequentes e normais, provocados, por exemplo, por curto-circuitos, permitem evitar eventos perturbadores na rede elétrica de serviço público (RESP) garantindo a segurança e o abastecimento de energia elétrica aos participantes do mercado interno de energia elétrica, desde o produtor até ao consumidor.

Dada essa interdependência, e porque os geradores são parte relevante da RESP, devem assim existir requisitos de ligação dos geradores à rede, por forma a garantir a necessária resiliência do sistema elétrico.

É nessa perspectiva que assentam as regras para ligação de instalações de energia elétrica à RESP, nomeadamente as previstas na Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho, onde se estabelecem o regulamento da rede de transporte (RRT) e o regulamento da rede de distribuição (RRD), para além da regulamentação da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), com o objetivo de garantir que o sistema elétrico nacional (SEN) esteja dotado de robustez necessária que permita, hoje, apresentar elevados índices de integração de energia renovável.

A citada portaria é a esse nível precursora na definição de requisitos especiais de ligação, como por exemplo a introdução de imunidade às cavas de tensão (*fault ride through*) para as centrais electroprodutoras de energia de fontes de renováveis eólica, mitigando o risco inerente à intermitência do recurso eólico, permitindo integrar cerca de 5 000 MW de potência provenientes deste recurso na RESP.

Em 2010, quer o racional técnico-económico, como os incentivos à construção de centrais electroprodutoras (por exemplo, através de concursos), e a própria resiliência da rede, não previam a disseminação em larga escala da tecnologia solar, razão pela qual não se previu o mesmo tipo de requisitos para essa tecnologia, esperando-se nessa altura que a publicação dos códigos de rede previstos nos 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, viesse harmonizar e regular os requisitos de ligação à rede independentemente da fonte energética.

Ora a realidade que atualmente se observa evidência uma forte procura para o licenciamento de instalações de centrais fotovoltaicas (PV), perspetivando-se no curto prazo a emissão de licenças de produção para um universo de centenas de megawatt de potência instalada. Por essa razão os operadores de rede têm sentido a necessidade de rever os requisitos de ligação à rede previstos na referida portaria, nomeadamente o operador da rede de transporte que, nos termos do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, é responsável pela segurança global do sistema elétrico nacional (SEN).

Por outro lado, encontra-se em fase de implementação nacional o Regulamento (UE) n.º 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 (RfG), cujo objetivo é estabelecer regras harmonizadas relativas à ligação de geradores à rede por forma a facilitar o comércio de eletricidade na União Europeia, garantir a segurança das redes, facilitar a integração das fontes de eletricidade renováveis, aumentar a concorrência e permitir uma utilização mais eficiente da rede e dos recursos, em benefício dos consumidores.

A implementação do RfG ao nível nacional irá proceder a uma adequação dos critérios definidos ao nível europeu, adequando-os às necessidades mais específicas do sistema elétrico português e ibérico, critérios esses que devem ser estabelecidos até 2019.

Porém, os tempos de implementação do RfG não se coadunam com as necessidades de implementação das medidas que mitiguem as perturbações na RESP, originada pelo crescente licenciamento de instalações fotovoltaicas, razão pela qual se procede à publicação do presente despacho por forma a estabelecer um quadro transitório de requisitos de ligação à rede, que incide sobre os requisitos essenciais do RfG para a exploração da RESP, até à definição dos requisitos definitivos a realizar posteriormente, de acordo com o processo de implementação do RfG em curso.

Assim, nos termos anteriormente citados e no uso das competências da DGEG previstas no n.º 3 e 4 do artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, e das previstas na alínea s) do art.º 2.º do Decreto-Lei n.º 130/2014, de 29 de agosto, determino:

Artigo 1.º

Objeto

1 – O presente regulamento estabelece os requisitos para a ligação à RESP de instalações de geração de energia elétrica de centrais fotovoltaicas (PV) e de centrais fotovoltaicas de concentração (CPV), para garantir condições equitativas de concorrência no mercado interno da eletricidade, para garantir a segurança do sistema elétrico e a integração das fontes de eletricidade renováveis que, transitoriamente, e até a completa definição dos requisitos do RfG a nível nacional, devem obedecer.

Artigo 2.º

Disposições transitórias aplicáveis às centrais PV e CPV

- 1 – Os requisitos da ligação de geradores de eletricidade à RESP aplicáveis à rede nacional de transporte (RNT) são os previstos no Anexo I.
- 2 – Os requisitos da ligação de geradores de eletricidade à RESP aplicáveis à rede nacional de distribuição (RND) são os previstos no Anexo II.

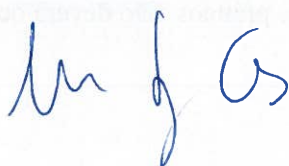
Artigo 3.º

Disposições finais

- 1 – O presente despacho entra em vigor no dia seguinte à data da sua assinatura, data a partir da qual deve ser publicada na página da DGEG.
- 2 – As centrais electroprodutoras que sejam licenciadas durante a vigência do presente despacho, devem observar os requisitos definidos no artigo 2.º.
- 3 – Após a publicação dos requisitos definidos na implementação nacional do RfG, o promotor cuja licença de produção já tenha sido entretanto emitida poderá vir a considerar esses mesmos requisitos em detrimento dos requisitos referidos no número anterior, nos termos a acordar com o respetivo operador da rede.

Lisboa, 12 de fevereiro, 2018

Mário Guedes



Anexo I – Disposições transitórias para a Rede Nacional de Transporte (RNT)

1. Requisitos de Tensão

1.1. Gama de variação da tensão em situação normal de exploração da RNT

Em regime normal de exploração as tensões na Rede Nacional de Transporte (RNT) encontram-se dentro das margens indicadas na Tabela 1.

Nível de tensão	Limites de tensão em regime normal de exploração	
	Mínimo	Máximo
400kV	380kV (95%)	420kV (105%)
220kV	209kV (95%)	245kV (111%)
150kV	142kV (95%)	165kV (110%)
60kV	Neste nível de tensão, os valores serão fixados caso a caso (tensão declarada), de acordo com a Rede de Distribuição.	

Tabela 1 Limites de tensão admissíveis em regime normal de exploração

1.1.1. Tensão declarada a nível dos 60 kV

A tensão declarada é fixada por ponto de entrega (barramento de 60kV de uma subestação da RNT), devendo estar numa banda de $\pm 7\%$ em relação ao valor nominal de 60 kV. Os valores da tensão declarada nos pontos de entrega são acordados entre o operador da Rede Nacional de Transporte (ORT) e o operador da Rede Nacional de Distribuição (RND), com revisão periódica anual ou sempre que estes operadores o considerem necessário.

Por conseguinte, embora a tensão declarada tenha alguma estabilidade ao longo do tempo, o operador da RNT pode proceder à sua alteração, a pedido do operador da RND, na gama de $\pm 7\%$ sempre que se verifiquem alterações significativas de exploração. No entanto, em termos práticos, não deverá ocorrer mais do que 1 ou 2 modificações da tensão declarada por ano.

1.2. Gama de variação da tensão em regime de contingência *n-1* e *n-2* na RNT

Em situações de contingência nas redes ou no seguimento do disparo de grupos de maior dimensão, os níveis de tensão podem variar dentro de gamas ligeiramente mais alargadas. O Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema (MPGS) define essas gamas de variação, através da tabela resumo dos critérios de segurança face às contingências apresentada no ponto 2.4.2 do Procedimento n.º 6, desse mesmo documento.

Mais exatamente, para os níveis de tensão em análise, as tensões em regime permanente poderão variar de acordo com os valores limite indicados através da Tabela 2:

Nível de tensão	Limites de tensão admissíveis após contingência ¹⁾	
	<i>n-1</i> ou disparo de grupo ²⁾	<i>n-2</i>
400 kV	372-420 kV (93%) - (105%)	360-420 kV (90%) - (105%)
220 kV	205-245 kV (93%) - (111%)	198-245 kV (90%) - (111%)
150 kV	140-165 kV (93%) - (110%)	135-165 kV (90%) - (110%)
60 kV	Em condições normais de exploração, não considerando as interrupções de alimentação, em 95% do tempo, a tensão no ponto de entrega não se deverá desviar mais do que $\pm 5\%$ relativamente ao valor definido pelo operador da RNT como tensão declarada nesse ponto de entrega.	

Notas: (1) Tensões em regime permanente (após a recuperação do regime permanente); (2) Disparo do maior grupo gerador em serviço;

Tabela 2 Limites de tensão admissíveis após contingência e recuperação do regime permanente

A duração destas situações será sempre limitada no tempo, já que se encontram associadas a disparos com religações mal sucedidas ou a outras ocorrências cujos efeitos serão objeto de ações de correção de sistemas automáticos ou de intervenções do Gestor do Sistema.

1.3. Gama de tensões a suportar pelas instalações de produção PV ou CPV

As instalações de produção devem ter a capacidade de permanecer ligadas à rede dentro das bandas de tensão no ponto de ligação, definidas nas tabelas seguintes (Tabela 3 e Tabela 4). Desta forma, as

centrais PV e CPV que venham a estabelecer ligação elétrica à Muito Alta Tensão (MAT) devem ter a capacidade de cumprir o estipulado nas referidas tabelas.

RNT	Gama de Tensão	Período de funcionamento
MAT (150kV e 220kV)	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutos
	0.90 pu – 1.118 pu	Tempo ilimitado
	1.118 pu – 1.15 pu	20 minutos

Tabela 3 Períodos mínimos durante os quais as instalações de produção ligadas aos 150kV e 220kV têm de ser capazes de funcionar, nas situações em que a tensão seja diferente do valor nominal no ponto de ligação, sem se desligar da rede.

RNT	Gama de Tensão	Período de funcionamento
MAT (400kV)	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutos
	0.90 pu – 1.05 pu	Tempo ilimitado
	1.05 pu – 1.10 pu	20 minutos

Tabela 4 Períodos mínimos durante os quais as instalações de produção ligadas aos 400kV têm de ser capazes de funcionar, nas situações em que a tensão seja diferente do valor nominal no ponto de ligação, sem se desligar da rede.

No caso de ligação à Alta Tensão (AT - 60kV), as instalações de produção devem compatibilizar-se com as tensões apresentadas na Tabela 2.

1.4. Capacidade de controlo de tensão pelas Centrais PV e CPV

As instalações de produção PV e CPV devem ter capacidade de fornecimento de potência reativa, na situação de funcionamento à máxima capacidade ($P_{m\acute{a}x}$ - potência ativa máxima) e num contexto de tensão variável. Desta forma, as Centrais PV e CPV que se venham a ligar à RNT em MAT ou AT, devem ter a capacidade de providenciar potência reativa dentro dos limites do perfil U-Q/ $P_{m\acute{a}x}$ apresentados nas figuras seguintes, respetivamente.

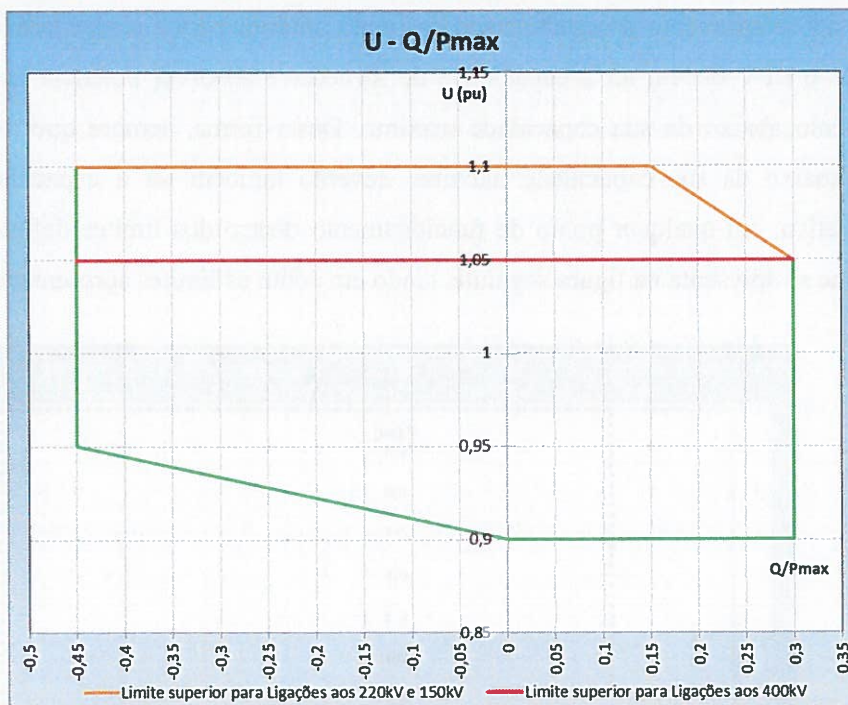


Figura 1. Característica U-Q/Pmax. para Ligações em MAT: U – tensão referida ao ponto de ligação; Q - potência reativa; Pmax - capacidade máxima.

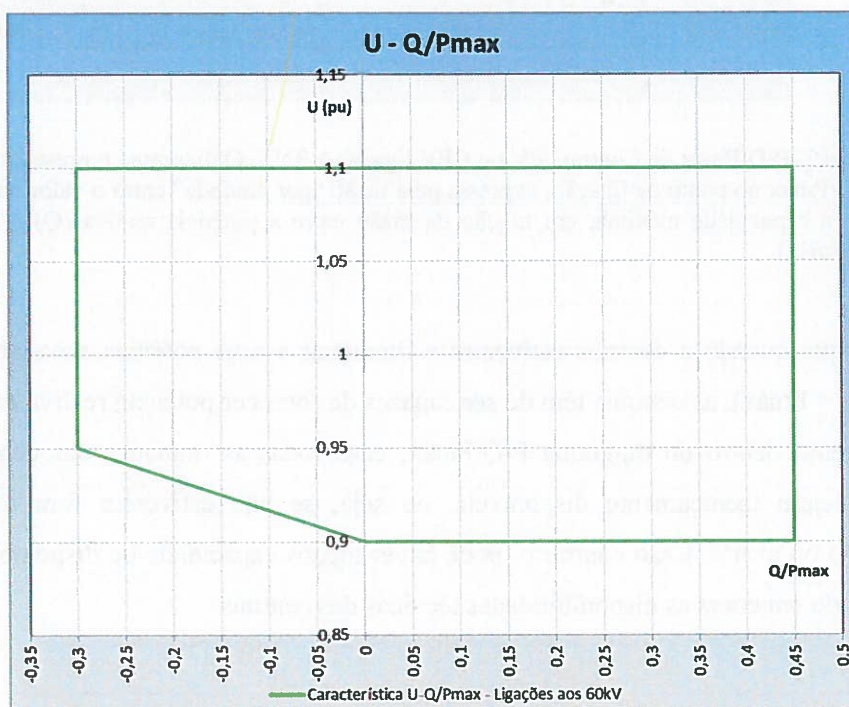


Figura 2. Característica U-Q/Pmax. para Ligações em AT: U – tensão referida ao ponto de ligação; Q - potência reativa; Pmax - capacidade máxima.

Para além do cumprimento do estabelecido na figura anterior para a capacidade máxima ($P_{m\acute{a}x.}$), as centrais PV e CPV devem ter a capacidade de fornecer e absorver potência reativa na situação de funcionamento abaixo da sua capacidade máxima. Desta forma, sempre que as centrais estejam a funcionar abaixo da sua capacidade máxima, deverão também ter a capacidade de providenciar potência reativa, em qualquer ponto de funcionamento dentro dos limites definidos no diagrama P-Q/ $P_{m\acute{a}x.}$ que se apresenta na figura seguinte, tendo em conta os limites apresentados anteriormente.

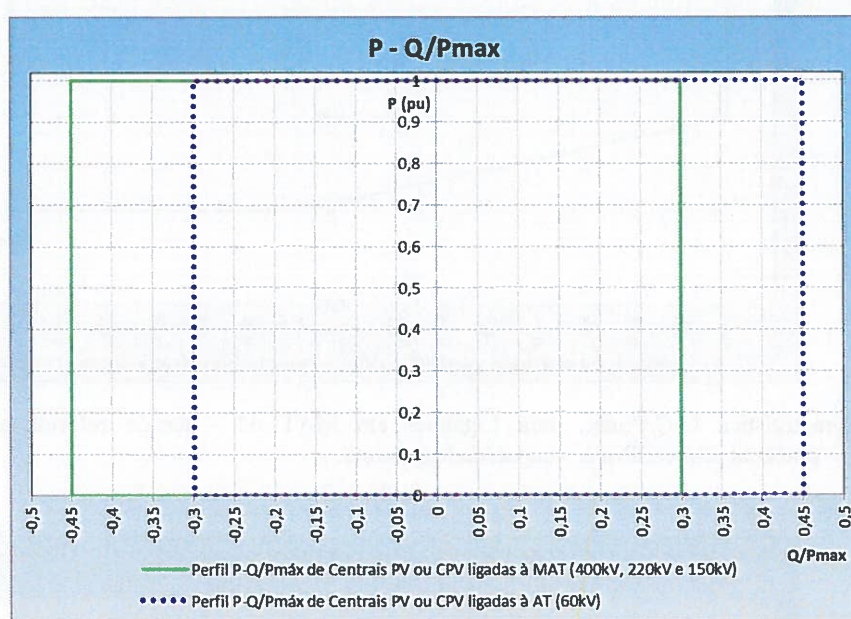


Figura 3. Perfil P-Q/ $P_{m\acute{a}x}$ de Centrais PV ou CPV ligadas à RNT. O diagrama representa os limites do perfil P-Q/ $P_{m\acute{a}x}$ no ponto de ligação, expressa pela razão “por unidade” entre o valor efetivo de potência ativa e a capacidade máxima, em função da razão entre a potência reativa (Q) e a capacidade máxima ($P_{m\acute{a}x}$).

Realça-se que quando as centrais estiverem a funcionar a uma potência ativa abaixo da capacidade máxima ($P < P_{m\acute{a}x}$), as centrais têm de ser capazes de fornecer potência reativa em qualquer ponto de funcionamento dentro do diagrama P-Q/ $P_{m\acute{a}x}$, caso todas as unidades das centrais que produzem energia estejam tecnicamente disponíveis, ou seja, se não estiverem fora de serviço devido a manutenção ou avaria. Caso contrário, pode haver menos capacidade de disponibilização de potência reativa, tendo em conta as disponibilidades técnicas das centrais.

1.4.1. Modo de controlo da potência reativa pelas Centrais PV e CPV

As centrais PV e CPV devem ter a capacidade de fornecer potência reativa automaticamente, através da implementação cumulativa dos seguintes três modos de controlo:

- Controlo da tensão;
- Controlo da potência reativa;
- Controlo do fator de potência.

1.5. Flutuações da tensão

Os Promotores de Centrais PV e CPV deverão ter presente que, por um lado, existem flutuações significativas do valor ‘médio’ ou ‘mediano’ da tensão que levarão o operador da RNT a alterar o valor da tensão declarada nos 60kV e, no dia-a-dia, em tempo real, flutuações de mais curta duração.

Não se abordam neste documento as flutuações da tensão de curta ou muito curta duração que resultam de defeitos monofásicos ou polifásicos (cavas de tensão) e de religações subsequentes, nem ainda de sobretensões de manobra ou atmosféricas.

Obviamente, os projetos destas Centrais PV e CPV deverão ser dimensionados de forma adequada sob estes pontos de vista, tendo em conta o que consta nos Regulamentos relativamente a estas matérias.

2. Requisitos de frequência

2.1. A frequência no sistema europeu continental interligado

De acordo com o MPGS, a frequência atribuída ao sistema elétrico nacional é de 50 Hz ou, alternativamente, o valor consignado pela ENTSO-E com o objetivo de corrigir a hora síncrona. Encontrando-se o sistema elétrico nacional (SEN) interligado com o sistema europeu continental, as gamas de variação de frequência estão de acordo com as referências estabelecidas em todo o sistema europeu interligado. Em caso de funcionamento em rede isolada de uma parte do sistema elétrico nacional, desligado do restante sistema europeu, as margens referidas podem ser excedidas temporariamente.

O MGPS apresenta ainda uma série de regras e procedimentos que importa que as Centrais PV e CPV tenham presentes, quanto à sua exploração em funcionamento normal e em regime perturbado.

2.2. Limites de frequência a suportar pelas instalações de produção PV e CPV

As instalações de produção devem ter a capacidade de manter a ligação à rede elétrica e operar dentro das bandas de frequência e períodos de tempo especificados na Tabela 11. Desta forma, as centrais PV e CPV devem ter a capacidade de cumprir o estipulado na referida tabela.

Zona síncrona	Gama de frequência	Período de funcionamento
Europa Continental	47.5 Hz – 48.5 Hz	Tempo ilimitado
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Tempo ilimitado
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Tempo ilimitado
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutos

Tabela 5 Períodos mínimos de tempo, durante os quais as Centrais PV e CPV têm de ser capazes de funcionar a frequências diferentes, desviadas do valor nominal, sem se desligar da rede.

Relativamente à capacidade de suportar variações na frequência, as instalações de produção devem ter a capacidade de permanecer ligadas à rede elétrica e operar de forma adequada para taxas de variação de frequência iguais ou inferiores a 2 Hz/s.

2.3. Resposta a variações de frequência das instalações de produção

As Centrais PV e CPV devem ainda ser capazes de modelar a potência ativa, perante variações de frequência, por ativação dos seguintes modos de resposta:

- Resposta a sobrefrequência (LFSM-O);
- Resposta a subfrequência (LFSM-U);
- Resposta a variações de frequência em torno dos 50Hz (FSM).

2.3.1. Resposta a sobrefrequência (LFSM-O)

As instalações de produção devem ser capazes de reduzir a sua potência ativa em resposta a aumentos de frequência de acordo com a Figura 11 (funcionamento em modo “*limited frequency sensitive mode – overfrequency*” – LFSM-O). Esta resposta a aumentos de frequência pelas instalações de produção deve ser ativada no menor espaço de tempo possível, não devendo exceder os 2 segundos.

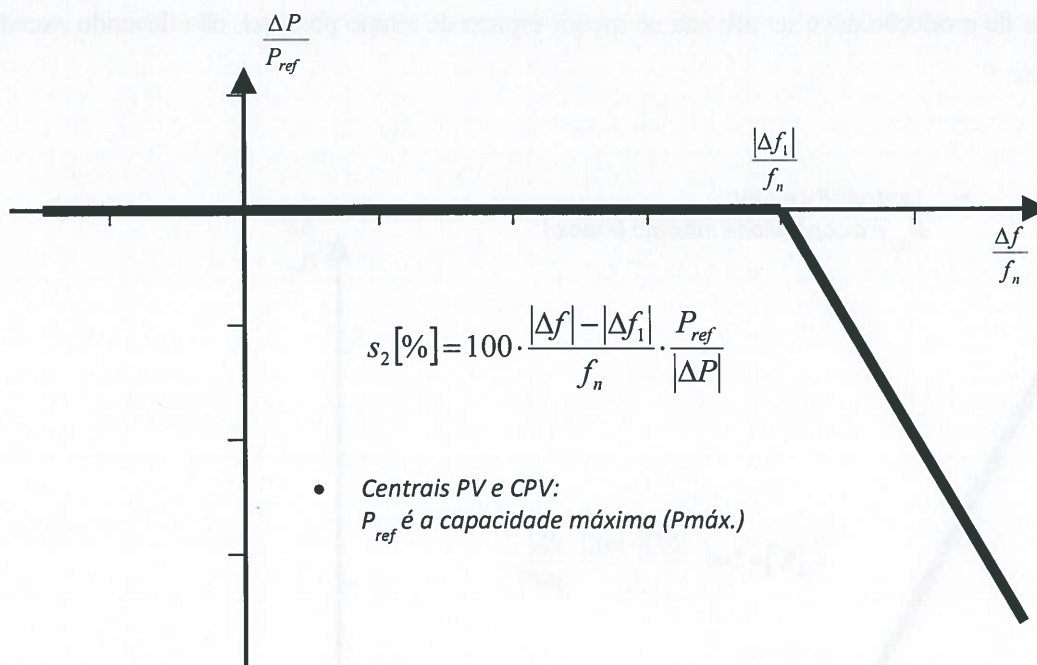


Figura 4. Capacidade de resposta da potência ativa à frequência das Centrais PV e CPV em modo LFSM-O. P_{ref} é a potência ativa de referência à qual se refere ΔP ; ΔP é a variação de potência ativa; f_n é a frequência nominal (50 Hz) da rede; Δf é o desvio de frequência na rede. As sobrefrequências em que Δf é superior a Δf_1 , a Central PV e/ou CPV tem de apresentar uma variação de potência ativa negativa de acordo com o estatismo S_2

Os valores dos parâmetros a implementar pelas centrais PV e CPV para permitir a resposta adequada em modo de sobrefrequência (LFSM-O), deverão ser os seguintes:

- Limiar de frequência igual a 50.5 Hz;
- Estatismo regulável entre 4 e 6 %.

As Centrais PV e CPV têm de ser capazes de funcionar de forma estável durante o funcionamento em LFSM-O. Quando o LFSM-O está ativo, o ponto de regulação do LFSM-O prevalece sobre qualquer outro ponto de regulação da potência ativa.

2.3.2. Resposta a subfrequência (LFSM-U)

As instalações de produção devem ser capazes de aumentar a sua potência ativa em resposta a reduções de frequência de acordo com a Figura 12 (funcionamento em modo “*limited frequency sensitive mode – underfrequency*” – LFSM-U). Esta resposta às variações de frequência pelas

instalações de produção deve ser ativada no menor espaço de tempo possível, não devendo exceder os 2 segundos.

- Centrais PV e CPV:
 P_{ref} é a capacidade máxima ($P_{máx.}$)

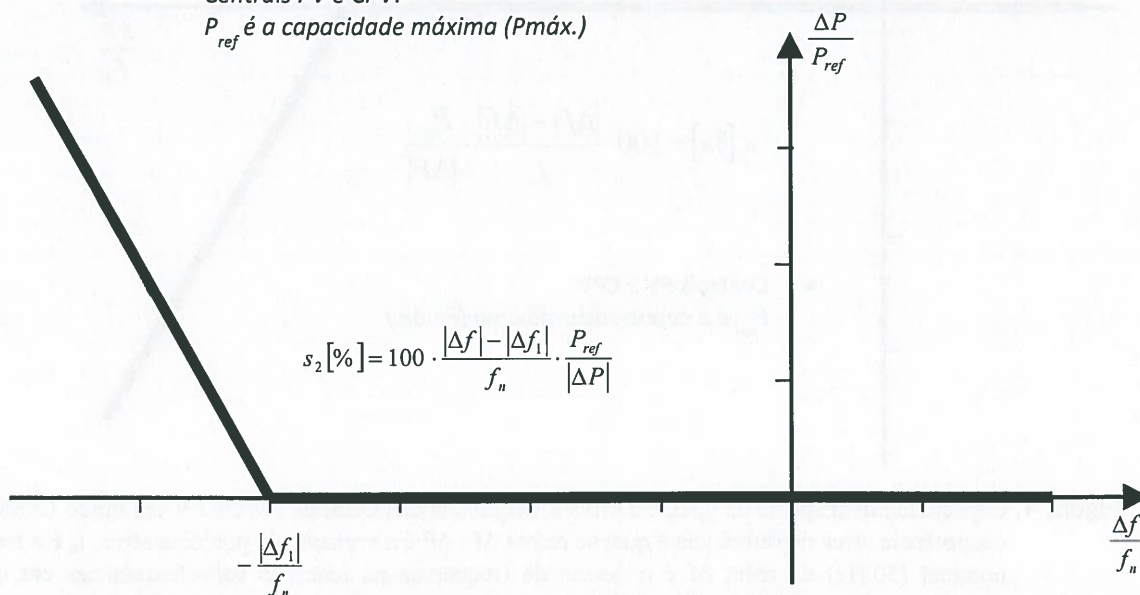


Figura 5. Capacidade de resposta da potência ativa à frequência das Centrais PV e CPV em modo LFSM-U. P_{ref} é a potência ativa de referência à qual se refere ΔP ; ΔP é a variação de potência ativa; f_n é a frequência nominal (50 Hz) da rede; Δf é o desvio de frequência na rede. As subfrequências em que Δf é inferior a Δf_1 , a Central PV e/ou CPV tem de apresentar uma variação de potência ativa positiva de acordo com o estatismo S_2

Os valores dos parâmetros a implementar pelas centrais PV e CPV para permitir a resposta adequada em modo de subfrequência (LFSM-U), deverão ser os seguintes:

- Limiar de frequência igual a 49.5 Hz;
- Estatismo regulável entre 4 e 6 %.

As Centrais PV e CPV têm de ser capazes de funcionar de forma estável durante o funcionamento em LFSM-U. Neste modo, os centros de produção têm de ser capazes de aumentar a potência até à sua capacidade máxima, desde que todas as unidades da central que produzem energia estejam tecnicamente disponíveis, ou seja, se não estiverem fora de serviço devido a manutenção ou avaria e desde que a fonte de energia primária esteja disponível. Caso contrário, pode haver menos capacidade de potência ativa, tendo em conta as disponibilidades técnicas da central.

2.3.3. Resposta a variações de frequência em torno dos 50Hz (FSM)

Além do previsto anteriormente, aplica-se cumulativamente às Centrais PV e CPV, a resposta a variações de frequência conforme descrito em seguida (FSM – *Frequency Sensitive Mode*).

Desta forma os centros de produção devem ser capazes de variar a sua potência ativa em resposta a variações de frequência de acordo com a Figura 13 (funcionamento em modo FSM).

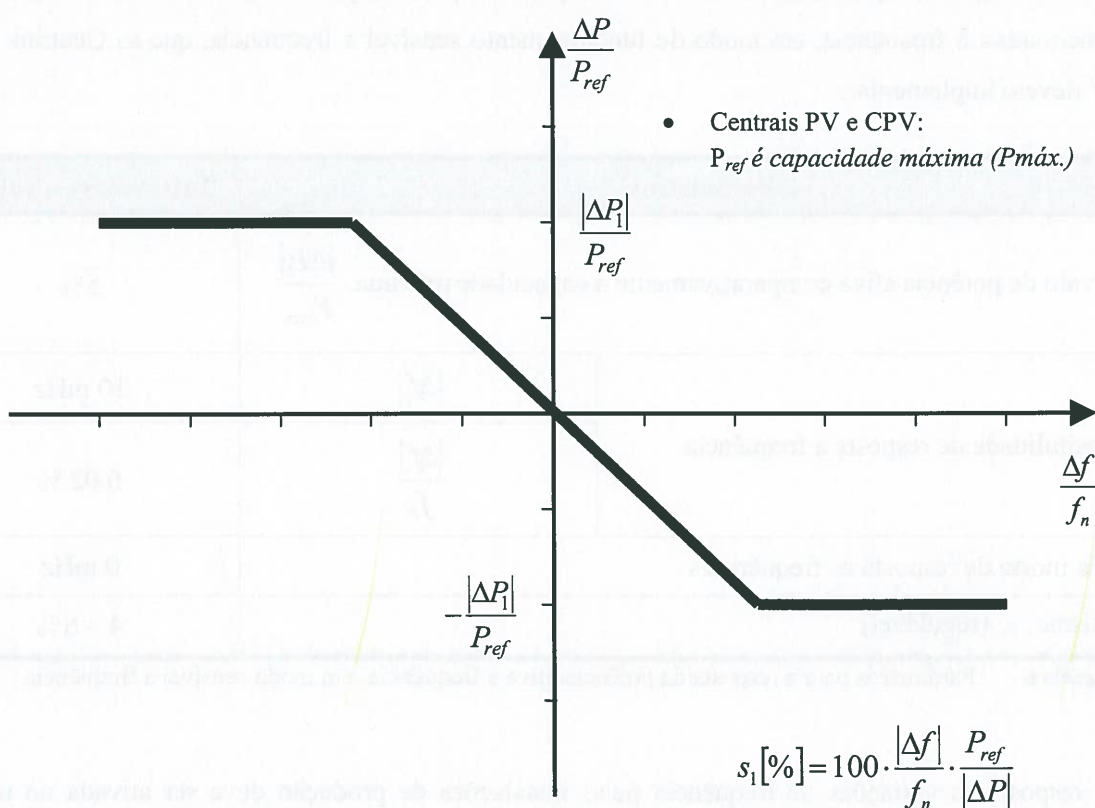


Figura 6. Capacidade de resposta da potência ativa das Centrais PV e CPV à frequência em modo sensível à frequência (FSM), ilustrando o caso de banda morta zero e de insensibilidade zero. P_{ref} é a potência ativa de referência à qual se refere ΔP ; ΔP é a variação de potência ativa; f_n é a frequência nominal (50 Hz) da rede; Δf é o desvio da frequência da rede.

- NOTAS:
- 1) em caso de subfrequência, a resposta da potência ativa à frequência é limitada pela capacidade máxima;
 - 2) a resposta efetiva da potência ativa à frequência depende das condições de funcionamento e ambientais quando é desencadeada, nomeadamente das limitações de funcionamento perto da capacidade máxima a subfrequências, e da disponibilidade da fonte de energia primária.

Assim sendo, e tal como referido anteriormente no âmbito do funcionamento em modo LFSM-U, os centros de produção em caso de subfrequência têm igualmente que ser capazes de aumentar a potência até à sua capacidade máxima, desde que todas as unidades da central que produzem energia estejam tecnicamente disponíveis, ou seja, se não estiverem fora de serviço devido a manutenção ou avaria e desde que a fonte de energia primária esteja disponível.

Na tabela seguinte, apresentam-se os valores definidos para os parâmetros relativos à resposta da potência ativa à frequência, em modo de funcionamento sensível à frequência, que as Centrais PV e CPV devem implementar.

Parâmetros		Intervalos ou valores
Intervalo de potência ativa comparativamente à capacidade máxima, $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$		5 %
Insensibilidade de resposta à frequência	$ \Delta f_i $	10 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0.02 %
Banda morta de resposta às frequências		0 mHz
Estatismo, s_1 (regulável)		4 – 6 %

Tabela 6 Parâmetros para a resposta da potência ativa à frequência, em modo sensível à frequência

Esta resposta às variações de frequência pelas instalações de produção deve ser ativada no menor espaço de tempo possível, não devendo exceder os 2 segundos.

Em caso de variação da frequência brusca, as Centrais PV e CPV têm de ser capazes de acionar a resposta plena da potência ativa à frequência em conformidade com a figura seguinte.

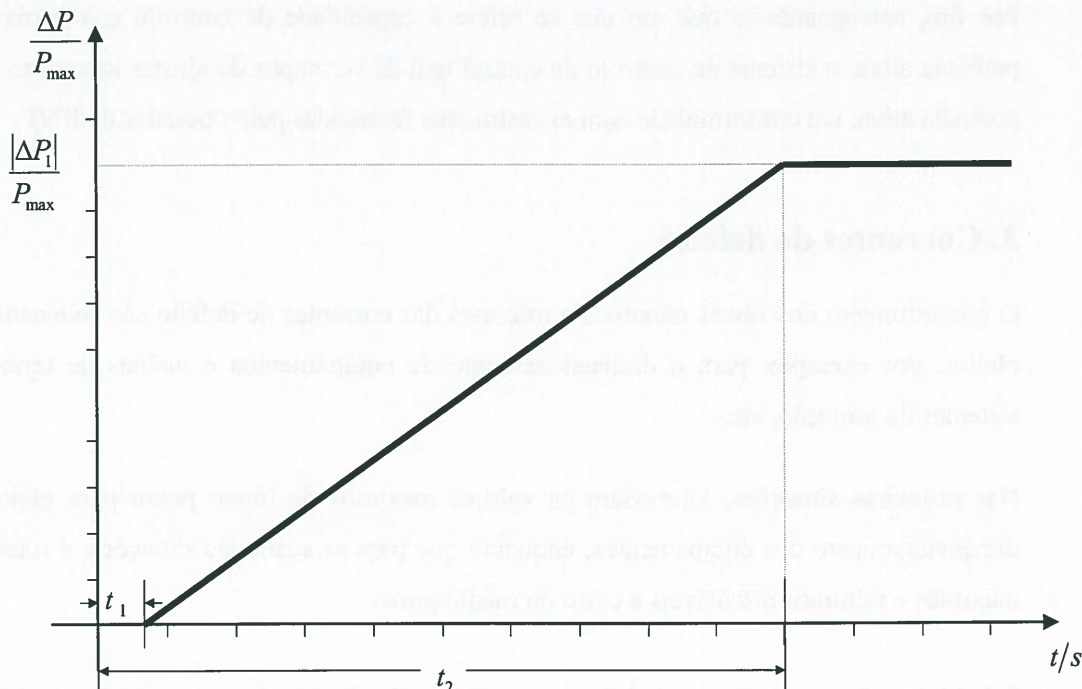


Figura 7. Capacidade de resposta da potência ativa à frequência. P_{\max} é a capacidade máxima à qual se refere ΔP ; ΔP é a variação de potência ativa; as Centrais PV e CPV têm de gerar potência ativa ΔP até ao ponto ΔP_1 , em conformidade com os tempos t_1 e t_2 ; t_1 é o atraso inicial; t_2 é o tempo para a ativação plena.

Na tabela seguinte, apresentam-se os valores definidos para os parâmetros associados ao tempo de resposta da potência ativa à frequência, em modo de funcionamento sensível à frequência (FSM), que as Centrais PV e CPV devem cumprir.

Parâmetros	Intervalos ou valores
Intervalo de potência ativa comparativamente à capacidade máxima (intervalo da resposta à frequência), $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	5 %
No caso dos módulos de produção de energia sem inércia, atraso inicial máximo admissível, t_1	2s
Máximo admissível para o tempo de ativação plena, t_2	30 segundos

Tabela 7 Parâmetros para a ativação plena da resposta da potência ativa à frequência, resultante de saltos de frequência

Por fim, salvaguarda-se que, no que se refere à capacidade de controlo e à gama de controlo da potência ativa, o sistema de controlo da central tem de ser capaz de ajustar um ponto de regulação da potência ativa, em conformidade com as instruções fornecidas pelo operador da RNT.

3. Correntes de defeito

O conhecimento dos níveis máximos e mínimos das correntes de defeito são relevantes para diversos efeitos, por exemplo, para o dimensionamento de equipamentos e malhas de terra, regulações de sistemas de proteção, etc.

Nas primeiras situações, interessam os valores máximos de longo prazo para efeitos de projeto e dimensionamento dos equipamentos, enquanto que para as segundas situações, é relevante os valores máximos e mínimos previsíveis a curto ou médio prazo.

3.1. Valor da corrente de defeito para efeitos de dimensionamento de equipamento

Para efeito de dimensionamento dos equipamentos das Centrais PV ou CPV, devem ser considerados os níveis padrão utilizados pelo ORT, no dimensionamento das instalações da RNT onde se localizam os pontos de receção. É com base nesses níveis que o ORT dimensiona as suas subestações, linhas e respetivos equipamentos. Esses níveis são atualmente os que se apresentam na Tabela 8.

Nível de tensão	Corrente de defeito
400 kV	50KA ou 40kA (casos excecionais)
220 kV	40kA ou 50kA
150 kV	40kA ou 50kA ou 31,5kA (casos excecionais)
60 kV	31,5kA (25kA para defeitos monofásicos em subestações com saídas com cabos de potência)

Tabela 8 Correntes de defeito máximas para efeitos de dimensionamento de novas instalações

Nas redes de 220kV e 150kV os valores mais elevados são usados para instalações com autotransformação 400kV/220kV ou 400kV/150kV ou noutras instalações junto aos grandes centros de consumo (áreas metropolitanas de grandes cidades) ou junto a zonas de maior concentração de produção (Cávado, Douro Nacional e Internacional ou grandes centrais térmicas).

Assim sendo, as instalações das Centrais PV e CPV deverão ser dimensionadas tendo como base os valores apresentados na Tabela 8. No entanto, tendo presente que o valor máximo da corrente de defeito na instalação da Central se reduz devido à impedância da linha de interligação, poderá eventualmente ser acordado entre a Central e o operador da RNT um valor de dimensionamento inferior ao valor indicado na Tabela 8.

De qualquer modo, o percurso da linha de interligação, ao aproximar-se da instalação da RNT, terá que ser dimensionado para os valores de correntes de defeito máximos indicados na Tabela 8.

3.2. Evolução das correntes de defeito

A evolução a curto/médio prazo das correntes máximas e mínimas de defeito tendo em vista, por exemplo, a regulação de sistemas, é apresentada no ‘Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte’, documento elaborado a cada dois anos pelo operador da RNT num anexo específico que contém essa previsão abrangendo vários anos.

Como é evidente, a evolução prevista da RNT numa dada altura pode sofrer alterações imprevistas, por este motivo devem ser assumidos os valores previstos nesse documento para os próximos 5 a 6 anos como indicativos razoáveis da evolução esperada nesta matéria.

4. Requisitos de comportamento perante cavas de tensão - *Fault Ride Through (FRT)*

As Centrais PV e CPV têm de ser capazes de permanecer ligadas à rede e continuar a funcionar de forma estável depois da rede elétrica, à qual se encontram ligadas, ter sido perturbada por um defeito que origine uma cava de tensão.

Desta forma, as centrais PV e CPV, em situações de perturbação devem permanecer ligadas à rede perante cavas de tensão decorrentes de defeitos trifásicos simétricos e assimétricos (envolvendo ou não a terra), sempre que a tensão, no ponto de ligação, esteja acima da curva apresentada na Figura 8 quando ligadas em MAT, ou na Figura 15, quando ligadas em AT, não devendo consumir potência ativa ou reativa durante o defeito e na fase de recuperação da tensão.

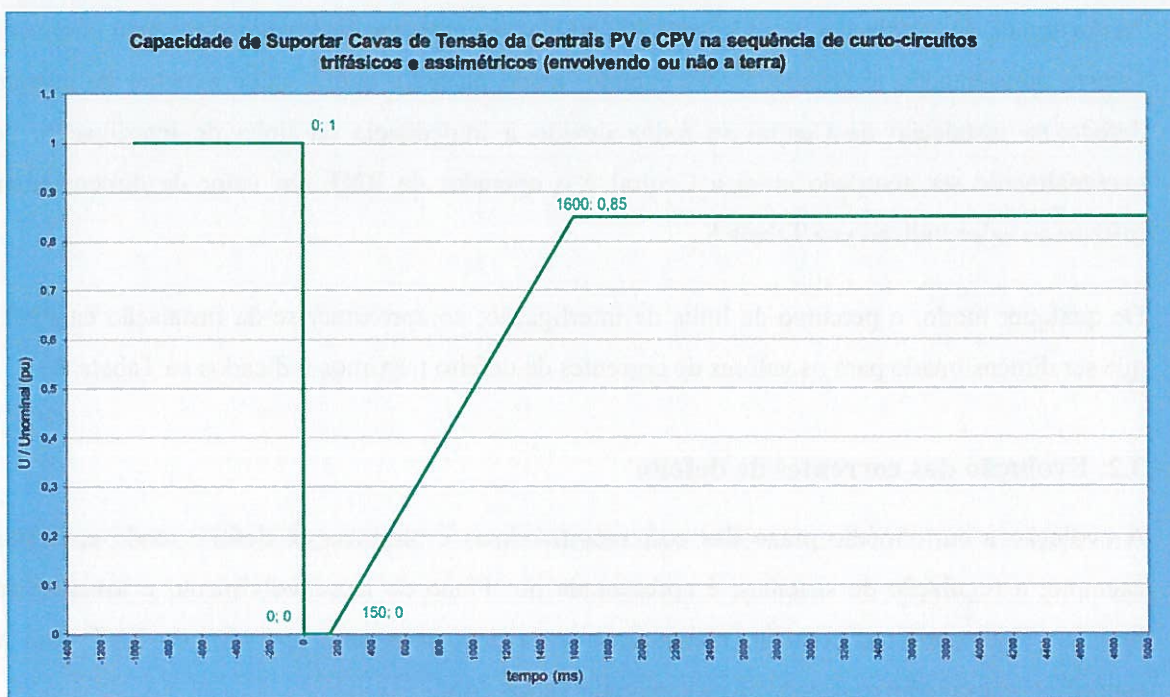


Figura 8. Curva tensão-tempo ilustrativa da capacidade exigida às instalações de produção tipo PV e CPV para suportarem cavas de tensão, quando ligadas à MAT (150kV, 220kV e 400kV).

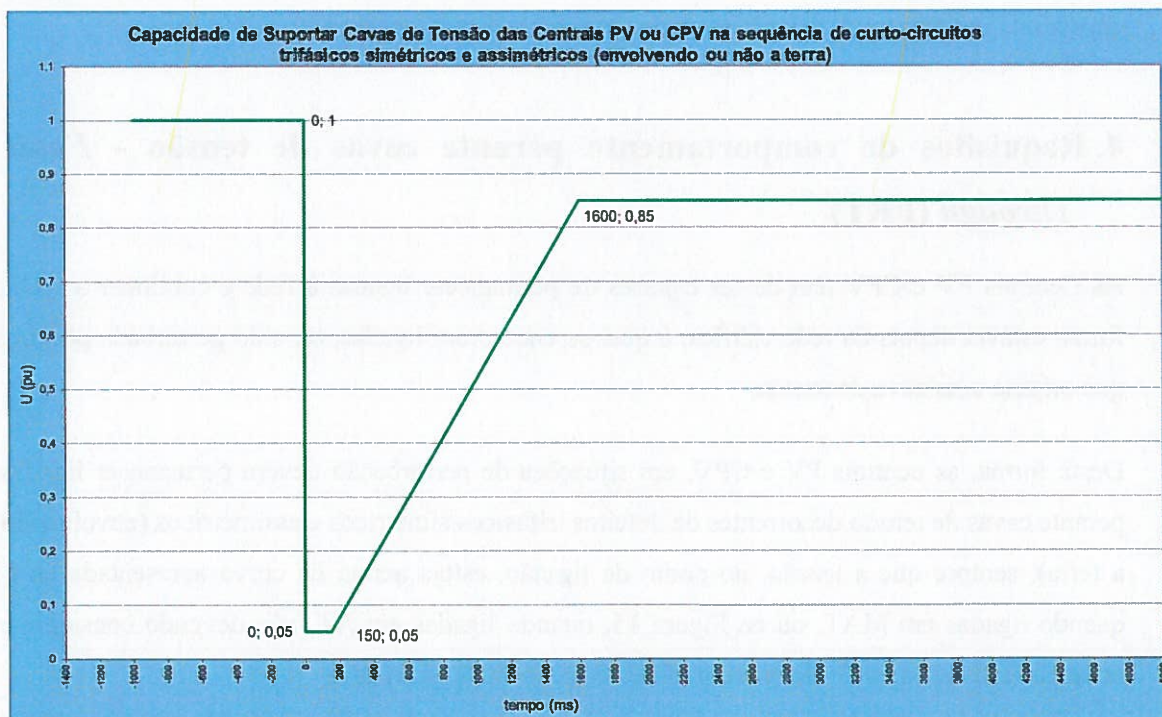
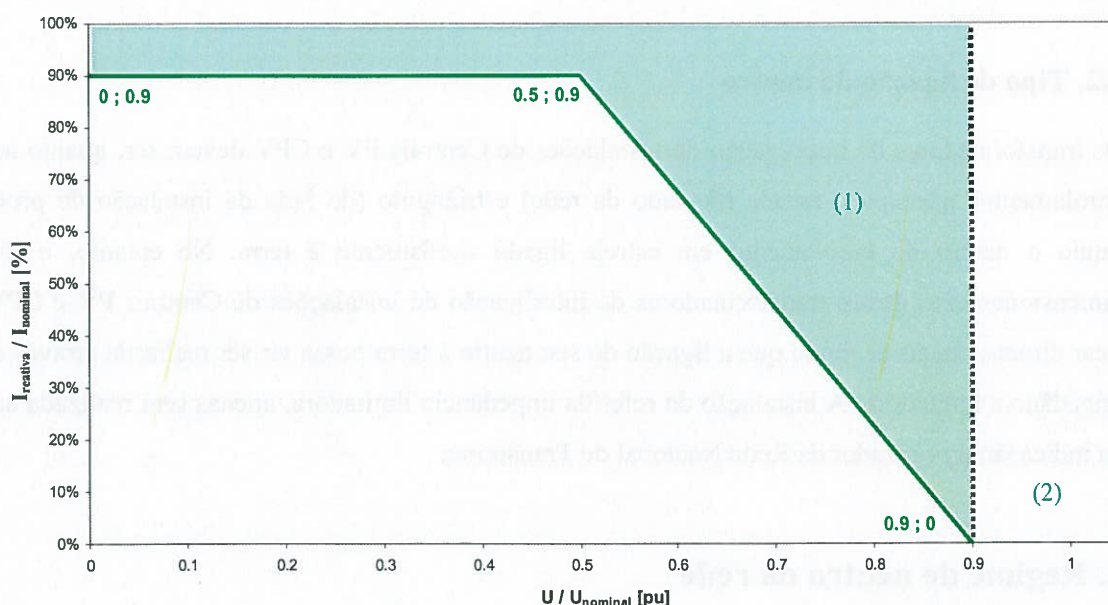


Figura 9. Curva tensão-tempo ilustrativa da capacidade exigida às instalações de produção tipo PV e CPV para suportarem cavas de tensão, quando ligadas à AT (60kV).

Após a eliminação do defeito e início da recuperação da tensão, no ponto de ligação da Central PV ou CPV, a potência ativa produzida deve recuperar de acordo com uma taxa de crescimento por segundo não inferior a 10% da sua potência nominal.

5. Requisitos de comportamento perante cavas de tensão – *Suporte de tensão*

As Centrais PV e CPV devem ainda fornecer corrente reativa durante cavas de tensão, de acordo com a Figura 16, proporcionando desta forma suporte para a tensão na rede. O cumprimento desta curva de produção mínima de corrente reativa durante afundamentos de tensão pelas Centrais PV e CPV deve iniciar-se com um atraso máximo de 30ms após a deteção da cava de tensão:



Notas:

- (1) Zona correspondente ao regime de funcionamento em defeito e recuperação. A instalação de produção, na sequência de um defeito que provoque cavas de tensão superiores a 10%, deve cumprir a curva de produção mínima de corrente reativa com um atraso máximo de 30ms após a deteção da cava de tensão.
- (2) Zona correspondente ao regime de funcionamento normal (ao entrar nesta zona de funcionamento a instalação de produção deve regressar ao regime decorrente das regras de reativa para a sua instalação de produção).
- (3) I nominal – Corrente nominal/máxima da central. Nota-se que quando a centrais estiverem a funcionar a uma potência ativa abaixo da capacidade máxima ($P < P_{máx}$), as centrais têm de ser capazes de fornecer corrente reativa em qualquer ponto de funcionamento dentro do seu perfil definido anteriormente, caso todas as unidades das centrais que produzem energia estejam tecnicamente disponíveis, ou seja, se não estiverem fora de serviço devido a manutenção ou avaria. Caso contrário, pode haver menos capacidade de injeção de reativa, tendo em conta as disponibilidades técnicas das centrais.
- (4) I reativa – Corrente reativa (valor da componente reativa da corrente) injetada na rede pelo produtor solar.

Figura 10. Curva de injeção de corrente reativa pelas instalações de produção durante cavas de tensão

6. Transformadores de potência

6.1. Tipo de regulação

A utilização de comutação em carga é mais dispendiosa pelos mecanismos e comando suplementares que exige no transformador e também pelo maior número de tomadas que, em princípio, é necessário, para evitar saltos bruscos de corrente nos equipamentos. Permite, em troca, menos flutuações de tensão nos equipamentos, o que pode, eventualmente, ter benefícios económicos no dimensionamento dos equipamentos.

Sendo assim, é aconselhável que os transformadores a instalar nas instalações de Centrais PV e CPV sejam dotados de tomadas com regulação em carga e automáticas, para que permitam fazer face às flutuações da tensão na rede.

6.2. Tipo de ligação do neutro

Os transformadores de interligação de instalações de Centrais PV e CPV devem ser, quanto aos seus enrolamentos principais, estrela (do lado da rede) e triângulo (do lado da instalação de produção), sendo o neutro do enrolamento em estrela ligado rigidamente à terra. No entanto, o nível de dimensionamento destes transformadores de interligação de instalações de Centrais PV e CPV deve ficar dimensionado de modo que a ligação do seu neutro à terra possa vir ser realizada através de uma impedância limitadora. A instalação da referida impedância limitadora, apenas será realizada aquando da indicação do operador da Rede Nacional de Transporte.

7. Regime de neutro da rede

A rede de Muito Alta Tensão (400kV, 220kV e 150kV) e Alta Tensão (60kV) são redes efetivamente ligadas à terra, sendo o fator de defeito à terra, definido segundo a Norma CEI 60071-1, inferior ou igual a 1,4.

8. Gestão do ciclo de vida de equipamentos

8.1. Equipamentos secundários

Será necessário que o Promotor garanta a instalação, a expensas suas, de sistemas de proteção, controlo e monitorização, contagem e de telecomunicações para efeitos de ligação segura e fiável da sua instalação à RNT e integração no SEN, como de resto ocorre nas demais ligações à RNT. Estes sistemas são especificados pelo ORT como requisitos de ligação e terão em conta a especificidade da ligação e projeto em causa.

A estratégia de gestão do ciclo de vida dos equipamentos referidos no parágrafo anterior deve ser definida no âmbito do projeto elétrico.

Esta estratégia tem que prever a devida atualização dos equipamentos, com eventual substituição integral em períodos tecnicamente admissíveis, de forma a manter as taxas de falhas dos diversos componentes dentro dos valores de projeto ao longo o todo o período de exploração. Nessa medida, a estratégia de gestão do ciclo de vida deve estar definida e documentada com indicação do tempo máximo de vida técnica útil de referência para cada constituinte principal e os critérios de eventual prorrogação, sem prejuízo de uma decisão de substituição antes do fim do tempo de referência, decorrente da necessidade de atualização tecnológica dos sistemas.

Em qualquer caso, a remodelação de qualquer equipamento deverá ocorrer, findo o período de depreciação e no máximo no prazo correspondente a 50% deste período. Os períodos de depreciação a considerar, se outro não estiver definido por lei, são os definidos na Tabela 9. As expensas da remodelação serão do proprietário dos equipamentos (Promotor).

Extraordinariamente, os equipamentos poderão ser remodelados a qualquer altura por indicação do Operador da Rede Nacional de Transporte e num prazo a acordar entre as partes, caso:

1. Se verifique a sua necessidade para melhoria ou garantia da segurança e desempenho da RNT;
2. A obsolescência dos equipamentos resulte em incompatibilidade com os equipamentos da RNT;
3. Os custos de operação e de manutenção se tornem injustificados.

A entidade responsável pela manutenção deste tipo de equipamentos deverá promover, sem recusa e a seu cargo exclusivo, a conveniente remodelação se esta vier a ocorrer após o período de depreciação referido.

Tipo de equipamento	Período de depreciação máximos de referência
Sistemas de comando, controlo, proteção e monitorização	10 anos
Sistemas de comunicações	5 anos
Equipamentos informáticos: computadores e monitores.	5 anos

Tabela 9 Períodos de depreciação máximos de referência para equipamentos secundários

8.2. Equipamentos primários (equipamentos AT e MAT)

Será igualmente necessário que o Promotor garanta a instalação, a expensas suas, dos equipamentos primários (AT e/ou MAT) para efeitos de ligação segura e fiável da sua instalação à RNT e integração no SEN. Estes equipamentos e sua interligação, no aplicável, deverão respeitar especificações e requisitos elaborados pelo ORT e terão em conta a especificidade da ligação e projeto em causa.

A estratégia de gestão do ciclo de vida dos equipamentos referidos no parágrafo anterior deve ser definida no âmbito do projeto elétrico.

Esta estratégia tem que prever as ações de inspeção, monitorização, ensaios e manutenção durante a vida útil dos equipamentos, com eventual recondicionamento ou substituição integral de forma a manter as taxas de falhas dos diversos componentes dentro dos valores de projeto ao longo o todo o período de exploração. Nessa medida, a estratégia de gestão do ciclo de vida deve estar definida e documentada com indicação do tempo máximo de vida técnica útil de referência para cada equipamento principal, incluindo os cabos subterrâneos, e os critérios de eventual prorrogação, sem prejuízo de uma decisão de substituição antes do fim do tempo de referência.

Em qualquer caso, a remodelação de qualquer equipamento deverá ocorrer, findo o período de depreciação e no máximo no prazo correspondente a 50% deste período. Os períodos de depreciação a considerar, se outro não estiver definido por lei, são os definidos na Tabela 10. As expensas da remodelação serão do proprietário dos equipamentos (Promotor).

Extraordinariamente, os equipamentos poderão ser intervencionados a qualquer altura por indicação do Operador da Rede Nacional de Transporte e num prazo a acordar entre as partes, caso:

1. Se verifique a sua necessidade para melhoria ou garantia da segurança e desempenho da RNT;
2. A obsolescência dos equipamentos resulte em incompatibilidade com os equipamentos da RNT;
3. Os custos de operação e de manutenção se tornem injustificados.

A entidade responsável pela manutenção deste tipo de equipamentos deverá promover, sem recusa e a seu cargo exclusivo, o conveniente recondicionamento ou substituição de equipamentos se esta vier a ocorrer após o período de depreciação referido.

Tipo de equipamento	Período de depreciação máximos de referência
Equipamentos de Alta Tensão de Muito Alta Tensão (e.g., disjuntor, transformadores de medição, seccionadores, cabos)	30 anos
Sistemas auxiliares de alimentação	15 anos

Tabela 10 Períodos de depreciação máximos de referência para equipamentos primários (equipamentos de AT e MAT)

9. Requisitos gerais de gestão do sistema

Pretende-se neste capítulo sublinhar a necessidade dos Centros de Produção terem que incorporar, complementarmente, as especificações técnicas associadas a um conjunto de requisitos relacionados com a gestão do sistema, nomeadamente:

1. Valores previstos para as correntes de defeito no ponto de receção;
2. Requisitos técnicos para ligação ao SCADA do ORT;
3. Sistema de telecontagem;
4. Ligação à rede telecomunicações de segurança;
5. Requisitos técnicos dos sistemas de Comando e Proteção (das linhas/cabos que assegurarão a ligação dos centros produtores ao ponto de receção da RNT).

Desta forma, o Operador da Rede de Transporte enviará, após solicitação do Centro de Produção com licença de produção atribuída, documentação adicional relativa a estes requisitos técnicos específicos.

10. Religação automática

A função de religação automática é implementada nas linhas da rede de muito alta tensão como forma de alcançar a continuidade de serviço mesmo após a ocorrência de um defeito na linha.

Três modos de religação estão disponíveis para seleção: monofásica, trifásica e monofásica mais trifásica. O modo de religação não tem que ser comum em todos os extremos da linha.

A utilização dos modos de religação trifásico e monofásico mais trifásico necessita da existência da função de verificação de sincronismo. O paralelo das Centrais PV ou CPV com a RNT deverá ser realizado sempre pelo fecho do disjuntor na central.

Assim sendo, a escolha do modo de religação deverá ser realizada em diálogo entre os promotores das Centrais PV e CPV e o Operador da RNT, tendo presente as características dos seus equipamentos.

11. Telerregulação (opção do promotor da central)

Os limites mínimos e máximos das taxas de variação crescente e decrescente da potência ativa (limites de rampa) das Centrais PV e CPV, tendo em consideração as características específicas destas tecnologias devem ser as seguintes:

- Banda de regulação mínima: 30 % $P_{máx}$;
- Gradientes mínimos quando estiver ligado à telerregulação: 2% $P_{máx}$ / seg.

12. Qualidade da onda de tensão

Os limites de tremulação (“flicker”), de distorção harmónica (em corrente e tensão) e de tensão e corrente inversa (desequilíbrio no sistema trifásico de tensões) que podem ser injetados na rede por parte da Central PV ou CPV deverão ser obtidos por aplicação da metodologia que se encontra descrita no Procedimento N.º 11 - *Metodologia de cálculo de limites máximos das perturbações emitidas para a rede por instalações fisicamente ligadas às redes do SEN*, do Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS).

Com esta metodologia, pretende-se limitar a injeção de perturbações na onda de tensão das redes de transporte e de distribuição de energia elétrica pelas instalações elétricas dos Produtores fisicamente ligados àquelas redes, de forma a garantir-se o cumprimento dos níveis de referência das características de tensão em MAT e AT indicados no Procedimento N.º 10 - *Características da onda de tensão de alimentação nos pontos de entrega da rede MAT do RQS* e na NP EN 50160, respetivamente.

13. Modelos de simulação a fornecer pelo Produtor

As instalações de produção devem fornecer ao Operador da RNT, os modelos de simulação, no formato a acordar, que reflitam de forma apropriada, o comportamento real das instalações de produção, em simulações em regime permanente e dinâmicas (componente de 50 Hz), ou em simulações dos fenómenos de transitórios eletromagnéticos.

14. Documentação relevante

Os promotores das Centrais PV ou CPV devem apresentar um documento designado por declaração do fabricante assumindo que os equipamentos instalados cumprem os requisitos estabelecidos no presente documento.

Sublinha-se ainda que o Operador da Rede de Transporte pode solicitar aos promotores das Centrais PV ou CPV a realização de ensaios e estudos adicionais que considere necessários para a comprovação da adequação dos seus equipamentos aos requisitos estabelecidos.

Anexo II - Disposições transitórias para a Rede Nacional de Distribuição (RND)

1. Requisitos de frequência

1.1. Limites de frequência a suportar pelas instalações de PV ou CPV

As instalações de produção devem ter a capacidade de manter a ligação à rede elétrica e operar dentro das bandas de frequência e períodos de tempo especificados na Tabela 11. Desta forma, as centrais PV e CPV devem ter a capacidade de cumprir o estipulado na referida tabela.

Zona síncrona	Gama de frequência	Período de funcionamento
Europa Continental	47.5 Hz – 48.5 Hz	Tempo ilimitado
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Tempo ilimitado
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Tempo ilimitado
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutos

Tabela 11 Períodos mínimos de tempo, durante os quais as Centrais PV e CPV têm de ser capazes de funcionar a frequências diferentes, desviadas do valor nominal, sem se desligar da rede.

Relativamente à capacidade de suportar variações na frequência, as instalações de produção devem ter a capacidade de permanecer ligadas à rede elétrica e operar de forma adequada para taxas de variação de frequência iguais ou inferiores a 2Hz/s.

Âmbito de aplicação: Centrais PV ou CPV com potência instalada igual ou superior a 1MW.

1.2. Resposta a variações de frequência das instalações de produção

As Centrais PV e CPV devem ainda ser capazes de modelar a potência ativa, perante variações de frequência, por ativação dos seguintes modos de resposta:

- Resposta a sobrefrequência (LFSM-O);
- Resposta a subfrequência (LFSM-U);
- Resposta a variações de frequência em torno dos 50Hz (FSM).

1.2.1. Resposta a sobrefrequência (LFSM-O)

Âmbito de aplicação: Centrais PV ou CPV com potência instalada igual ou superior a 1MW.

As instalações de produção devem ser capazes de reduzir a sua potência ativa em resposta a aumentos de frequência de acordo com a Figura 11 (funcionamento em modo “*limited frequency sensitive mode – overfrequency*” – LFSM-O). Esta resposta a aumentos de frequência pelas instalações de produção deve ser ativada no menor espaço de tempo possível, não devendo exceder os 2 segundos.

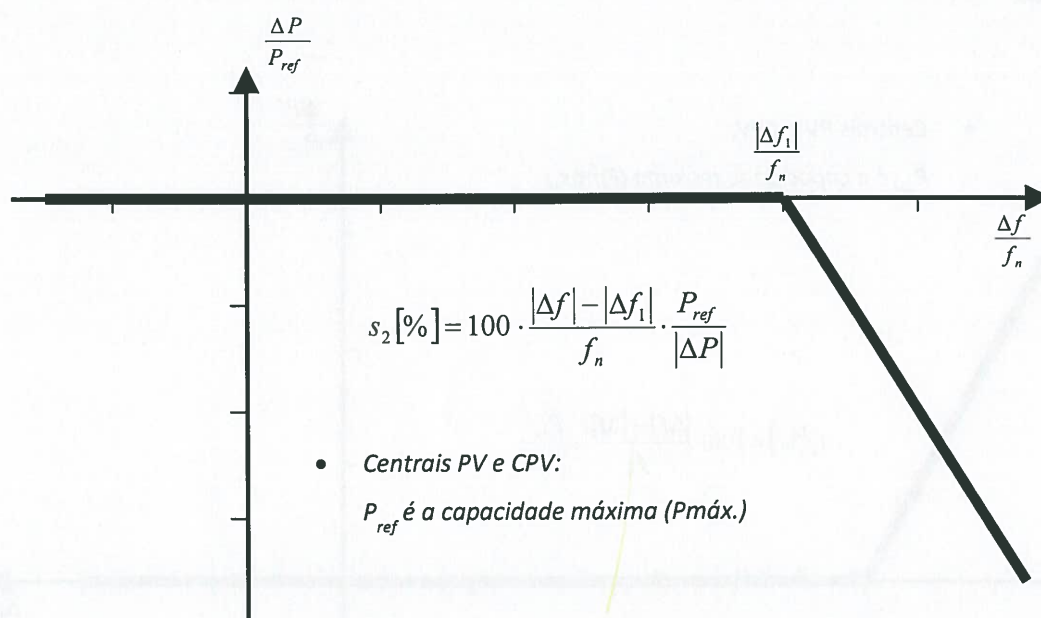


Figura 11. Capacidade de resposta da potência ativa à frequência das Centrais PV e CPV em modo LFSM-O. P_{ref} é a potência ativa de referência à qual se refere ΔP ; ΔP é a variação de potência ativa; f_n é a frequência nominal (50 Hz) da rede; Δf é o desvio de frequência na rede. As sobre frequências em que Δf é superior a Δf_1 , a Central PV e/ou CPV tem de apresentar uma variação de potência ativa negativa de acordo com o estatismo S_2

Os valores dos parâmetros a implementar pelas centrais PV e CPV para permitir a resposta adequada em modo de sobre frequência (LFSM-O), deverão ser os seguintes:

- Limiar de frequência igual a 50.5 Hz;
- Estatismo regulável entre 4 e 6 %.

As Centrais PV e CPV têm de ser capazes de funcionar de forma estável durante o funcionamento em LFSM-O. Quando o LFSM-O está ativo, o ponto de regulação do LFSM-O prevalece sobre qualquer outro ponto de regulação da potência ativa.

1.2.2. Resposta a subfrequência (LFSM-U)

Âmbito de aplicação: Centrais PV ou CPV com potência instalada igual ou superior a 10MW.

As instalações de produção devem ser capazes de aumentar a sua potência ativa em resposta a reduções de frequência de acordo com a Figura 12 (funcionamento em modo “*limited frequency sensitive mode – underfrequency*” - LFSM-U). Esta resposta às variações de frequência pelas instalações de produção deve ser ativada no menor espaço de tempo possível, não devendo exceder os 2 segundos.

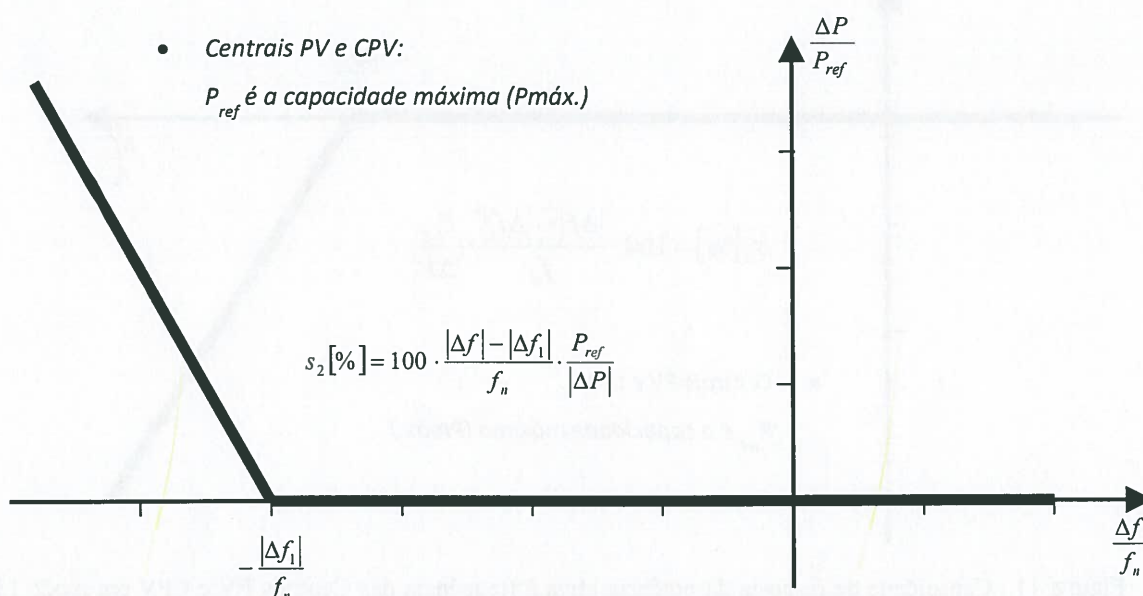


Figura 12. Capacidade de resposta da potência ativa à frequência das Centrais PV e CPV em modo LFSM-U. P_{ref} é a potência ativa de referência à qual se refere ΔP ; ΔP é a variação de potência ativa; f_n é a frequência nominal (50 Hz) da rede; Δf é o desvio de frequência na rede. As subfrequências em que Δf é inferior a Δf_1 , a Central PV e/ou CPV tem de apresentar uma variação de potência ativa positiva de acordo com o estatismo S_2

Os valores dos parâmetros a implementar pelas centrais PV e CPV para permitir a resposta adequada em modo de subfrequência (LFSM-U), deverão ser os seguintes:

- Limiar de frequência igual a 49.5 Hz;
- Estatismo regulável entre 4 e 6 %.

As Centrais PV e CPV têm de ser capazes de funcionar de forma estável durante o funcionamento em LFSM-U. Neste modo, os centros de produção têm de ser capazes de aumentar a potência até à sua capacidade máxima, desde que todas as unidades da central que produzem energia estejam tecnicamente disponíveis, ou seja, se não estiverem fora de serviço devido a manutenção ou avaria e desde que a fonte de energia primária esteja disponível. Caso contrário, pode haver menos capacidade de potência ativa, tendo em conta as disponibilidades técnicas da central.

1.2.3. Resposta a variações de frequência em torno dos 50Hz (FSM)

Âmbito de aplicação: Centrais PV ou CPV com potência instalada igual ou superior a 10MW.

Além do previsto anteriormente, aplica-se cumulativamente às Centrais PV e CPV, a resposta a variações de frequência conforme descrito em seguida (FSM – *Frequency Sensitive Mode*).

Desta forma os centros de produção devem ser capazes de variar a sua potência ativa em resposta a variações de frequência de acordo com a Figura 13 (funcionamento em modo FSM).

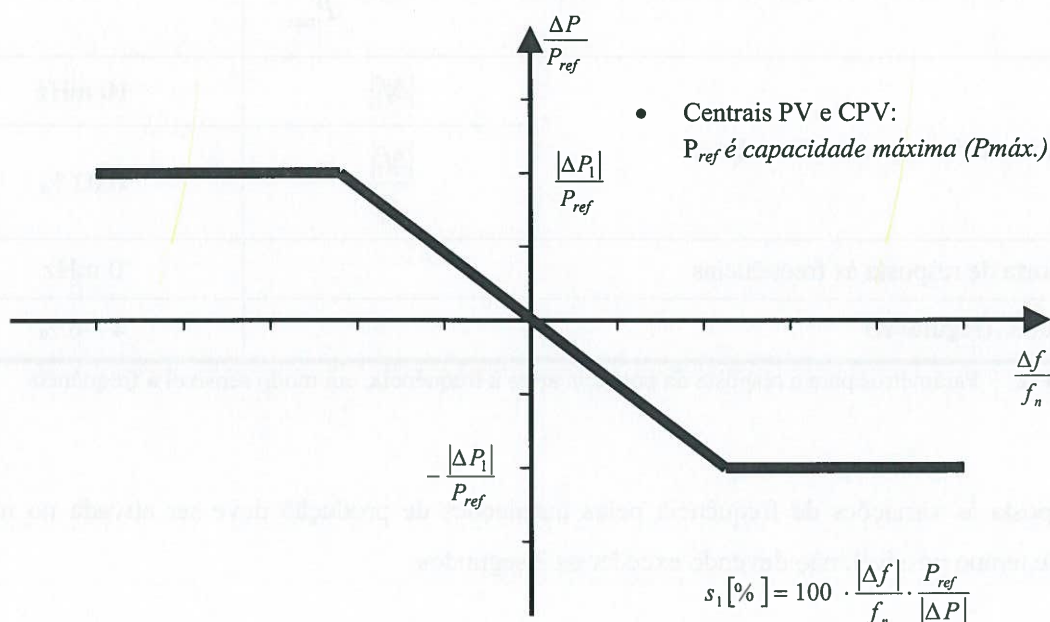


Figura 13. Capacidade de resposta da potência ativa das Centrais PV e CPV à frequência em modo sensível à frequência (FSM), ilustrando o caso de banda morta zero e de insensibilidade zero. P_{ref} é a potência ativa de referência à qual se refere ΔP ; ΔP é a variação de potência ativa; f_n é a frequência nominal (50 Hz) da rede; Δf é o desvio da frequência da rede.

- NOTAS: 1) em caso de subfrequência, a resposta da potência ativa à frequência é limitada pela capacidade máxima;
- 2) a resposta efetiva da potência ativa à frequência depende das condições de funcionamento e ambientais quando é desencadeada, nomeadamente das limitações de funcionamento perto da capacidade máxima a subfrequências, e da disponibilidade da fonte de energia primária.

Assim sendo, e tal como referido anteriormente no âmbito do funcionamento em modo LFSM-U, os centros de produção em caso de subfrequência têm igualmente que ser capazes de aumentar a potência até à sua capacidade máxima, desde que todas as unidades da central que produzem energia estejam tecnicamente disponíveis, ou seja, se não estiverem fora de serviço devido a manutenção ou avaria e desde que a fonte de energia primária esteja disponível.

Na tabela seguinte, apresentam-se os valores definidos para os parâmetros relativos à resposta da potência ativa à frequência, em modo de funcionamento sensível à frequência, que as Centrais PV e CPV devem implementar.

Parâmetros		Intervalos ou valores
Intervalo de potência ativa comparativamente à capacidade máxima, $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$		5 %
Insensibilidade de resposta à frequência	$ \Delta f_i $	10 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0.02 %
Banda morta de resposta às frequências		0 mHz
Estatismo, s_1 (regulável)		4 – 6 %

Tabela 12 Parâmetros para a resposta da potência ativa à frequência, em modo sensível à frequência

Esta resposta às variações de frequência pelas instalações de produção deve ser ativada no menor espaço de tempo possível, não devendo exceder os 2 segundos.

Em caso de variação da frequência brusca, as Centrais PV e CPV têm de ser capazes de acionar a resposta plena da potência ativa à frequência em conformidade com a figura seguinte.

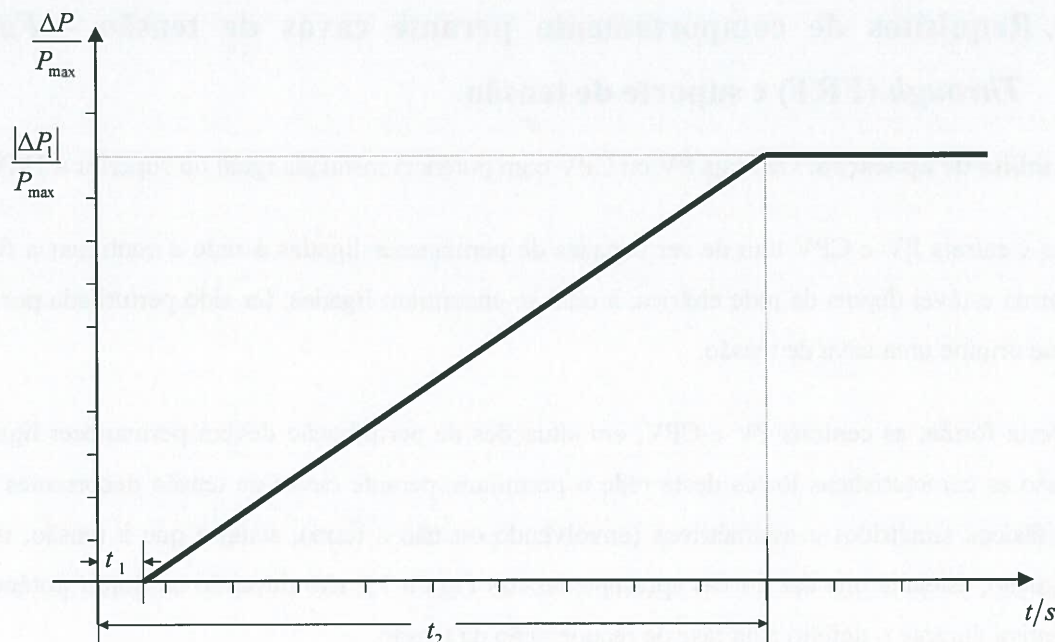


Figura 14. Capacidade de resposta da potência ativa à frequência. P_{\max} é a capacidade máxima à qual se refere ΔP ; ΔP é a variação de potência ativa; as Centrais PV e CPV têm de gerar potência ativa ΔP até ao ponto ΔP_1 , em conformidade com os tempos t_1 e t_2 ; t_1 é o atraso inicial; t_2 é o tempo para a ativação plena.

Na tabela seguinte, apresentam-se os valores definidos para os parâmetros associados ao tempo de resposta da potência ativa à frequência, em modo de funcionamento sensível à frequência (FSM), que as Centrais PV e CPV devem cumprir.

Parâmetros	Intervalos ou valores
Intervalo de potência ativa comparativamente à capacidade máxima (intervalo da resposta à frequência), $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	5 %
No caso dos módulos de produção de energia sem inércia, atraso inicial máximo admissível, t_1	2s
Máximo admissível para o tempo de ativação plena, t_2	30 segundos

Tabela 13 Parâmetros para a ativação plena da resposta da potência ativa à frequência, resultante de saltos de frequência

2. Requisitos de comportamento perante cavas de tensão - *Fault Ride Through (FRT)* e suporte de tensão

Âmbito de aplicação: Centrais PV ou CPV com potência instalada igual ou superior a 1MW.

As Centrais PV e CPV têm de ser capazes de permanecer ligadas à rede e continuar a funcionar de forma estável depois da rede elétrica, à qual se encontram ligadas, ter sido perturbada por um defeito que origine uma cava de tensão.

Desta forma, as centrais PV e CPV, em situações de perturbação devem permanecer ligadas à rede, caso as características locais desta rede o permitam, perante cavas de tensão decorrentes de defeitos trifásicos simétricos e assimétricos (envolvendo ou não a terra), sempre que a tensão, no ponto de ligação, esteja acima das curvas apresentadas nas Figura 15, não devendo consumir potência ativa ou reativa durante o defeito e na fase de recuperação da tensão.

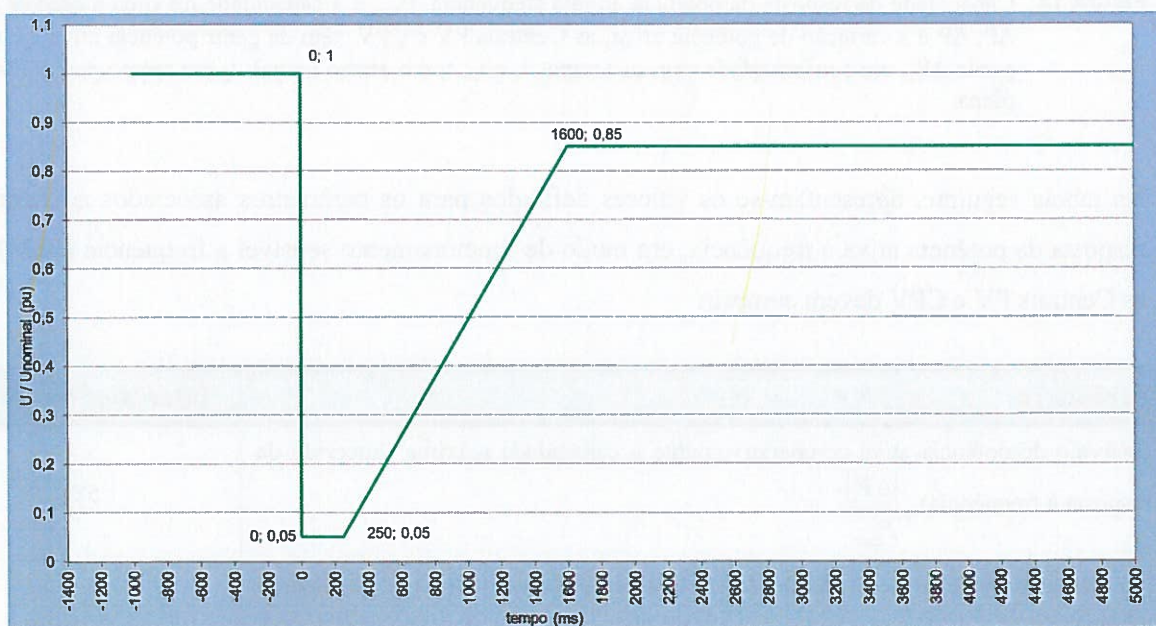


Figura 15. Curva tensão-tempo ilustrativa da capacidade exigida às instalações de produção tipo PV e CPV para suportarem cavas de tensão, simétricas ou assimétricas, quando ligadas à RND e com potência igual ou superior a 1MW

A exigência da funcionalidade FRT poderá não ser ativa no momento da ligação em algumas centrais ligadas em redes MT por motivo de inexistência de condições técnicas da RND no momento da

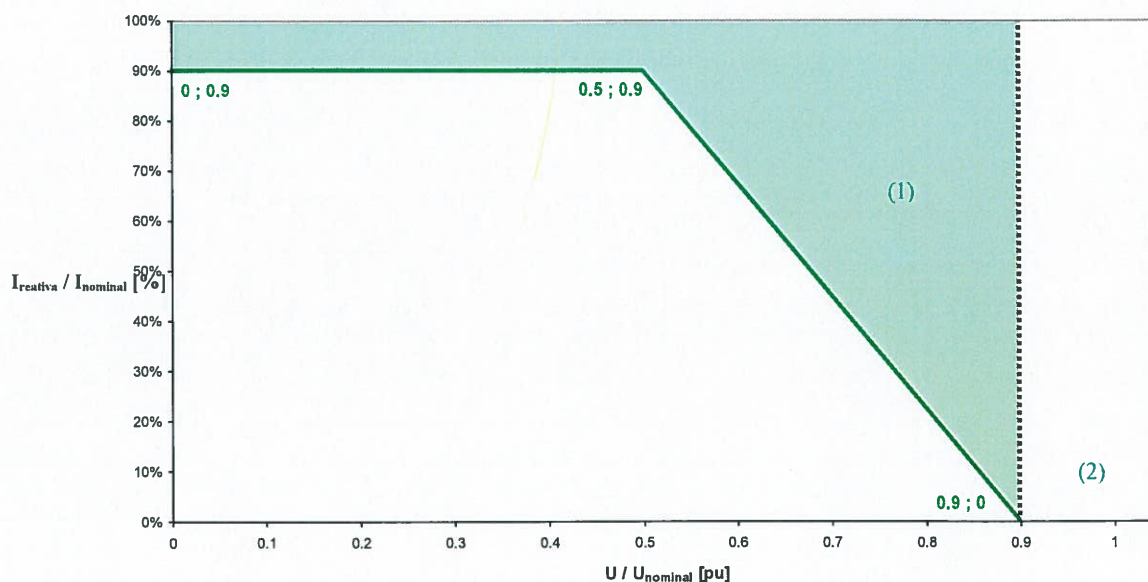
ligação. Para as instalações geradoras em que tal se verifique, será definido por acordo, as ações a cargo do Proprietário da Instalação geradora e do ORD, para os eventuais fornecimentos a efetuar oportunamente, de serviços e/ou equipamentos, para o garante da ativação da funcionalidade FRT.

3. Requisitos de comportamento perante cavas de tensão - suporte de tensão

Âmbito de aplicação: Centrais PV ou CPV com potência instalada igual ou superior a 1MW.

Após a eliminação do defeito e início da recuperação da tensão, no ponto de ligação da Central PV ou CPV, a potência ativa produzida deve recuperar de acordo com uma taxa de crescimento por segundo não inferior a 10% da sua potência nominal.

As Centrais PV e CPV devem ainda fornecer corrente reativa durante cavas de tensão, de acordo com a Figura 16, proporcionando desta forma suporte para a tensão na rede. O cumprimento desta curva de produção mínima de corrente reativa durante afundamentos de tensão pelas Centrais PV e CPV deve iniciar-se com um atraso máximo de 50ms após a deteção da cava de tensão.



Notas:

- (1) Zona correspondente ao regime de funcionamento em defeito e recuperação. A instalação de produção, na sequência de um defeito que provoque cavas de tensão superiores a 10%, deve cumprir a curva de produção mínima de corrente reativa com um atraso máximo de 50ms após a deteção da cava de tensão.
- (2) Zona correspondente ao regime de funcionamento normal (ao entrar nesta zona de funcionamento a instalação de produção deve regressar ao regime decorrente das regras de reativa para a sua instalação de produção).

- (3) I_{nominal} – Corrente nominal/máxima da central. Nota-se que quando a centrais estiverem a funcionar a uma potência ativa abaixo da capacidade máxima ($P < P_{\text{máx}}$), as centrais têm de ser capazes de fornecer corrente reativa em qualquer ponto de funcionamento dentro do seu perfil definido anteriormente, caso todas as unidades das centrais que produzem energia estejam tecnicamente disponíveis, ou seja, se não estiverem fora de serviço devido a manutenção ou avaria. Caso contrário, pode haver menos capacidade de injeção de reativa, tendo em conta as disponibilidades técnicas das centrais.
- (4) I_{reativa} – Corrente reativa (valor da componente reativa da corrente) injetada na rede pelo produtor solar.
- (5) Medida da sequência positiva da tensão (preferencial)
- (6) Admite-se a possibilidade de injeção de corrente limitada no caso de defeitos assimétricos para protecção contra sobretensões
- (7) Admite-se a Injeção de corrente reactiva igual nas três fases durante defeitos assimétricos

Figura 16. Curva de injeção de corrente reativa pelas instalações de produção durante cavas de tensão

