

Submódulo 2.10

Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão

Requisitos

Revisão	Motivo da revisão	Data de aprovação
2023.10	Despacho ANEEL nº 3.717/2023	03/10/2023

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

ÍNDICE

1. OBJETIVO.....	5
2. REQUISITOS GERAIS.....	5
3. SISTEMAS DE PROTEÇÃO, SUPERVISÃO E CONTROLE, MEDIÇÃO, TELECOMUNICAÇÕES E CONTROLE DAS INSTALAÇÕES DE CONEXÃO.....	6
3.1. Sistemas de proteção, de registro de perturbações e de telecomunicações para teleproteção ..6	
3.1.1. Aspectos gerais.....6	
3.1.2. Sistemas de proteção de linhas de transmissão.....6	
3.1.3. Sistemas de registro de perturbações.....6	
3.1.4. Sistemas Especiais de Proteção (SEP).....7	
3.1.5. Proteções de caráter sistêmico.....7	
3.2. Sistemas de supervisão e controle para a operação.....7	
3.3. Sistemas de medição para faturamento.....7	
3.4. Sistemas de telecomunicações.....7	
3.5. Sistemas de controle.....7	
3.6. Unidades de Medição de Sincrofasores (PMU).....8	
4. CONEXÃO DE USINAS HIDROELÉTRICAS E TERMOELÉTRICAS.....	8
4.1. Aspectos gerais.....8	
4.2. Requisitos técnicos gerais.....10	
4.3. Sistema de excitação.....12	
4.3.1. Geral.....12	
4.3.2. Conversor de potência e excitatriz da unidade geradora.....13	
4.3.3. Regulador de tensão da unidade geradora.....14	
4.4. Regulação primária de frequência.....16	
4.4.1. Geral.....16	
4.4.2. Desempenho da regulação primária.....16	
4.5. Regulação secundária de frequência.....17	
4.6. Sistema de proteção para as unidades geradoras.....17	
4.7. Sistema de registro de perturbação para as unidades geradoras.....18	
4.8. Serviços auxiliares para as usinas geradoras.....18	

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023
4.9. Solicitações de curto-circuito				19
5. CONEXÃO DE CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS E FOTOVOLTAICAS				20
5.1. Aspectos gerais.....				20
5.2. Requisitos técnicos gerais				22
5.3. Variação de tensão em regime permanente				30
5.4. Instabilidade de tensão				30
5.5. Sistema de proteção para centrais geradoras.....				30
5.6. Sistema de registro de perturbações para centrais geradoras				30
5.7. Suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas.....				30
5.8. Injeção de corrente reativa sob defeito				31
5.9. Tomada de carga				32
6. CONEXÃO DE CENTRAIS GERADORAS HÍBRIDAS E CENTRAIS GERADORAS ASSOCIADAS				32
6.1. Aspectos gerais.....				32
6.2. Requisitos técnicos gerais				33
7. CONEXÃO DE CARGA.....				35
7.1. Aspectos gerais.....				35
7.2. Condições de conexão.....				35
7.3. Fator de potência				36
8. CONEXÃO DAS INSTALAÇÕES DE INTERESSE RESTRITO DE AGENTES DE IMPORTAÇÃO/EXPORTAÇÃO PARA INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL.....				37
8.1. Capacidade de transmissão.....				37
8.2. Desempenho dinâmico.....				37
8.3. Controle de tensão				37
8.4. Interferência harmônica.....				37
8.5. Operação monopolar com retorno pela terra.....				37
8.6. Outros aspectos.....				38
9. CONEXÃO EM DERIVAÇÃO (TAPE) NA REDE BÁSICA				38
9.1. Condições gerais.....				38
9.2. Instalações de conexão				39
9.3. Sistemas de proteção				39

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023
10. ARRANJO DE BARRAMENTO				40
10.1. Acesso às instalações de transmissão sob responsabilidade de agente de transmissão				40
10.2. Subestações de uso exclusivo de agente de geração, de importação/exportação ou consumidor com conexão às instalações de transmissão sob responsabilidade de agente de transmissão ..				41
11. ÁREA DA SUBESTAÇÃO				42
11.1. Acesso às instalações de transmissão sob responsabilidade de agente de transmissão				42
11.2. Subestações de uso exclusivo de agente de geração, de importação/exportação ou consumidor com conexão às instalações de transmissão				42
12. REFERÊNCIAS				42

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

1. OBJETIVO

1.1. Estabelecer os requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão, com o propósito de:

- (a) balizar as ações do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS relativas à proposição das ampliações, reforços e melhorias nas instalações sob responsabilidade de agente de transmissão;
- (b) fornecer aos novos usuários das instalações sob responsabilidade de agente de transmissão as informações necessárias para a elaboração do projeto do ponto de conexão e das instalações de transmissão de uso exclusivo/restrito; e
- (c) fornecer aos usuários já conectados às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão, que requeiram acesso e/ou contratação, as informações necessárias para atualização/adequação do projeto do ponto de conexão e das instalações de transmissão de uso exclusivo/restrito.

1.1.1. Os requisitos aplicam-se à conexão de agentes de geração, agentes de distribuição, consumidores livres e agentes de importação ou exportação de energia elétrica à Rede Básica, às Demais Instalações de Transmissão (DIT), às instalações de transmissão de interesse exclusivo de centrais de geração para conexão compartilhada (ICG) e às instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica.

1.1.2. Os requisitos da seção 4, exceto no que se refere a potência ativa, são aplicados a compensadores síncronos com conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão.

1.2. Este submódulo também tem como objetivo apresentar os requisitos técnicos mínimos com impacto sistêmico para a conexão de centrais de geração às instalações sob responsabilidade de distribuidora em nível de tensão superior a 69 kV.

2. REQUISITOS GERAIS

2.1. A conexão às instalações de transmissão deve atender aos padrões de desempenho definidos no Módulo 9 – Indicadores.

2.1.1. É de responsabilidade de todos os agentes envolvidos garantir que na fronteira com as instalações sob responsabilidade de agente de transmissão sejam atendidos os limites dos indicadores de desempenho e os requisitos técnicos mínimos estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

2.1.2. Os indicadores de desempenho das instalações de transmissão quanto à Qualidade da Energia Elétrica (QEE) têm limites globais, de caráter sistêmico, e limites individuais, relativos a cada acessante.

2.1.2.1. Os indicadores de caráter individual podem ser obtidos por meio de medição, conforme estabelecido no Submódulo 2.9 – Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica, e de estudos, conforme descrito no Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos.

2.1.2.2. Os indicadores de caráter global devem ser obtidos por meio de campanhas de medição, conforme estabelecido no Submódulo 2.9.

2.2. Quando houver compartilhamento de instalações de interesse restrito para a conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão ou de distribuição, os requisitos técnicos mínimos devem ser atendidos por todos os usuários do compartilhamento na conexão das instalações compartilhadas às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão ou de distribuição.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

2.3. Os requisitos técnicos mínimos aplicáveis às instalações de conexão às DIT devem atender os padrões técnicos da concessionária de transmissão detentora da instalação acessada e às normas e padrões técnicos da concessionária ou permissionária de distribuição, quando houver transferência de instalações.

2.4. Por princípio, os requisitos técnicos mínimos das instalações de conexão do acessante devem estar em conformidade com as normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, no que for aplicável e, complementados, com as normas técnicas da *International Electrotechnical Commission* – IEC e *American National Standards Institute* – ANSI.

2.4.1. Quando nenhuma das normas anteriores atenderem aos requisitos exigidos e com a anuência prévia pelo Operador, as recomendações do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* – IEEE podem ser seguidas.

2.5. O ONS, a seu critério, pode propor à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL a adequação de instalação de conexão existente devido ao não atendimento aos requisitos técnicos estabelecidos neste submódulo, decorrente da evolução do Sistema Interligado Nacional (SIN).

2.6. O acessante é responsável por avaliar qualquer efeito que o SIN possa provocar sobre suas instalações e por tomar as ações corretivas e protetivas que lhe são cabíveis.

2.6.1. Todos os estudos necessários à avaliação do impacto da usina no SIN devem ser realizados pelo acessante e disponibilizados seus resultados e as bases de dados utilizadas.

2.7. O acessante gerador deve, ao implantar seu empreendimento, atentar para as regras de uso da Área de Desenvolvimento da Subestação (ADS), definidas em [3], de forma que suas instalações não prejudiquem a expansão da subestação a ser acessada, bem como as demais subestações de transmissão integrantes da Rede Básica (RB) ou Demais Instalações de Transmissão (DIT).

2.7.1. As regras de uso da ADS se aplicam também para as subestações seccionadoras de linhas de transmissão a serem implantadas por acessantes geradores.

3. SISTEMAS DE PROTEÇÃO, SUPERVISÃO E CONTROLE, MEDIÇÃO, TELECOMUNICAÇÕES E CONTROLE DAS INSTALAÇÕES DE CONEXÃO

3.1. Sistemas de proteção, de registro de perturbações e de telecomunicações para teleproteção

3.1.1. Aspectos gerais

3.1.1.1. Os requisitos técnicos gerais para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de telecomunicações para teleproteção estão descritos no Submódulo 2.11 – Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção.

3.1.2. Sistemas de proteção de linhas de transmissão

3.1.2.1. Linhas radiais de uso exclusivo do acessante podem dispensar a utilização de esquemas de teleproteção mediante avaliação técnica do ONS.

3.1.3. Sistemas de registro de perturbações

3.1.3.1. Os sistemas de registro de perturbações das instalações do acessante podem ser constituídos por funções integradas nos sistemas de proteção dessas instalações.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

3.1.3.2. Os registros de oscilografia devem ser armazenados pelo acessante e fornecidos ao ONS e ao agente de transmissão acessado, quando solicitado, conforme estabelecido no Submódulo 6.3 – Análise de perturbação.

3.1.3.3. Esses registros devem ser disponibilizados ao ONS no formato de dados especificado no Submódulo 7.10 – Implantação do sistema de registro de perturbações.

3.1.4. Sistemas Especiais de Proteção (SEP)

3.1.4.1. Quando solicitado pelo ONS, após a elaboração de estudos com a participação dos agentes envolvidos, o agente de transmissão acessado e o acessante devem instalar/adequar/desinstalar SEP, conforme estabelecido no Submódulo 7.5 – Implantação de Sistemas Especiais de Proteção.

3.1.5. Proteções de caráter sistêmico

3.1.5.1. Quando solicitado pelo ONS, o agente de transmissão acessado e o acessante devem instalar/adequar proteções de caráter sistêmico, conforme estabelecido no Submódulo 7.6 – Implantação de proteções de caráter sistêmico.

3.2. Sistemas de supervisão e controle para a operação

3.2.1. Os sistemas de supervisão e controle devem atender aos requisitos técnicos descritos no Submódulo 2.12 – Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação.

3.3. Sistemas de medição para faturamento

3.3.1. Os procedimentos e requisitos referentes aos sistemas de medição para faturamento estão estabelecidos no Submódulo 2.14 – Requisitos mínimos para Sistemas de Medição para Faturamento, no Submódulo 7.11 – Implantação do Sistema de Medição para Faturamento, no Submódulo 6.16 – Manutenção do Sistema de Medição para Faturamento e no Submódulo 6.17 – Coleta de dados de medição para faturamento.

3.4. Sistemas de telecomunicações

3.4.1. Os padrões e procedimentos referentes aos sistemas de telecomunicações estão estabelecidos no Submódulo 2.15 – Requisitos mínimos para telecomunicações, no Submódulo 7.12 – Implantação dos serviços de telecomunicações para atendimento às necessidades do Sistema Interligado Nacional, no Submódulo 5.9 – Manutenção dos serviços de telecomunicações que atendem a Operação do SIN e no Submódulo 6.10 – Avaliação do desempenho dos serviços de telecomunicações que atendem à Operação do SIN.

3.5. Sistemas de controle

3.5.1. Os requisitos técnicos mínimos de controle para a conexão de usinas hidroelétricas e termoelétricas estão relacionados no item 4 deste submódulo.

3.5.2. Os requisitos técnicos mínimos de controle para a conexão de centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas estão relacionados no item 5 deste submódulo.

3.5.3. Para as instalações que requerem sistemas de controle específicos, tais como estações conversoras de frequência, sistemas de transmissão em corrente contínua (CC), equipamentos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) e compensadores estáticos, os requisitos devem ser definidos caso a caso pelo ONS, com o objetivo de garantir o desempenho adequado das instalações de transmissão.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

3.6. Unidades de Medição de Sincrofasores (PMU)

3.6.1. Quando solicitado pelo ONS, deve ser prevista a instalação de Unidades de Medição de Sincrofasores (*Phasor Measurement Unit* - PMU), atendendo os requisitos técnicos definidos pelo ONS no Submódulo 2.13 – Requisitos mínimos para Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores e no Submódulo 7.9 – Implantação dos sistemas de supervisão e controle para a operação.

4. CONEXÃO DE USINAS HIDROELÉTRICAS E TERMOELÉTRICAS

4.1. Aspectos gerais

4.1.1. Os requisitos técnicos mínimos para conexão de usinas hidroelétricas e termoelétricas são aplicáveis a:

- (a) unidades geradoras das usinas hidroelétricas e termoelétricas com potência total superior a 30 MW com conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão, de forma individual ou compartilhada; e
- (b) unidades geradoras das usinas hidroelétricas e termoelétricas com conexão às instalações sob responsabilidade de agente de distribuição e classificadas na modalidade de operação Tipo I, conforme Submódulo 7.2 – Classificação da modalidade de operação de usinas.

4.1.1.1. Compensadores síncronos com conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão, de forma individual ou compartilhada, devem atender aos requisitos técnicos mínimos descritos nesta seção 4, exceto no que se refere aos requisitos que envolvam potência ativa.

4.1.1.2. As usinas hidroelétricas classificadas na modalidade de operação Tipo II-A podem ter alguns de seus requisitos técnicos mínimos flexibilizados.

4.1.2. As unidades geradoras das usinas hidroelétricas e termoelétricas com potência total inferior ou igual a 30 MW com conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão, de forma individual ou compartilhada, devem atender:

- (a) aos requisitos técnicos gerais para operação em regime de frequência não nominal indicados nos itens 4.2.1. e (e) deste submódulo; e
- (b) aos demais requisitos gerais, caso o ONS identifique a necessidade desses requisitos após avaliação levando em consideração a potência total da usina e a sua localização no sistema elétrico.

4.1.3. As unidades geradoras das usinas hidroelétricas e termoelétricas classificadas nas modalidades de operação Tipo II-A, Tipo II-B, Tipo II-C ou Tipo III com conexão às DIT ou às instalações sob responsabilidade de agente de distribuição em tensão superior a 69 kV, devem atender:

- (a) aos requisitos técnicos gerais para operação em regime de frequência não nominal indicados nos itens 4.2.1. e (e) deste submódulo; e
- (b) aos demais requisitos gerais, no caso de usinas com capacidade instalada total superior a 30 MW ou por grupos de usinas, em uma mesma área geoeletrica, com capacidade instalada total superior a 50 MW, se o ONS avaliar necessário.

4.1.3.1. Para as centrais geradoras classificadas na modalidade de operação Tipo III com conexão às instalações sob responsabilidade de agente de distribuição, as tratativas com os agentes de geração, bem como a avaliação do atendimento dos requisitos é de responsabilidade da distribuidora acessada.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

4.1.3.2. As funções de proteção de frequência das unidades geradoras ou do ponto de acoplamento comum com a rede da distribuidora, como por exemplo as funções de proteção anti-ilhamento, devem possuir ajustes coordenados com tais requisitos.

4.1.4. Os acessos de usinas devem atender na conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão os limites dos indicadores de desempenho definidos no Submódulo 9.7 – Indicadores de qualidade de energia elétrica da Rede Básica.

4.1.5. As usinas não podem reduzir a flexibilidade de recomposição da rede elétrica, seja em função de limitações dos seus equipamentos, seja em função de tempo de recomposição, salvo em situações críticas de esvaziamento de reservatório.

4.1.6. Para o ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão e para a área de influência da usina devem ser feitas avaliações para verificar se há superação da capacidade de equipamentos ou necessidade de reajustes de parâmetros de proteção, supervisão e controle. Para tal, devem ser realizados estudos relativos:

- (a) ao nível de curto-circuito com a presença da usina;
- (b) à capacidade de disjuntores, barramentos, transformadores de corrente e malhas de terra, verificando inclusive a possibilidade de saturação de transformadores de corrente;
- (c) à adequação e ao ajuste dos sistemas de proteção, supervisão e controle envolvidos com a integração da usina;
- (d) à avaliação paramétrica dos reguladores de tensão, de velocidade e dos sinais estabilizadores; e
- (e) à avaliação dos sistemas de partida das unidades geradoras termoelétricas quanto aos indicadores de variação de tensão de curta duração estabelecidos no Submódulo 9.7 – Indicadores de qualidade de energia elétrica da Rede Básica.

4.1.7. O agente de geração responsável por usina termoelétrica, com a finalidade de subsidiar as especificações técnicas da usina, deve analisar os modos de oscilação subsíncrona de seus equipamentos quanto a possíveis interações com os controles de conversora de corrente contínua (CCAT), controlador FACTS e banco de capacitores série próximos à usina termoelétrica.

4.1.7.1. Sempre que necessário, equipamentos para o amortecimento adequado de tais oscilações devem ser instalados pelo acessante antes do início da operação da usina.

4.1.8. Cada unidade geradora a ser interligada ao SIN deve ser especificada para suportar esforços torcionais sobre os conjuntos turbina-gerador provenientes de manobras, curtos-circuitos e religamentos.

4.1.8.1. Aplica-se particularmente diante de possíveis interações torcionais com os controles de conversora de corrente contínua (CCAT), controlador FACTS e banco de capacitores série próximos à usina, mesmo que as oscilações subsíncronas decorrentes de tais interações sejam adequadamente amortecidas.

4.1.9. Mediante solicitação do agente, o ONS deve avaliar a possibilidade de tomar providências visando reduzir os esforços oriundos de religamento de linha de transmissão (LT). Para tal, o agente deve apresentar ao ONS:

- (a) os resultados de estudos – com explicitação da modelagem e da metodologia de cálculo utilizadas – que demonstrem a necessidade de tais providências;
- (b) os valores de suportabilidade máxima admissível dos eixos de seus equipamentos; e
- (c) demais características do conjunto turbina-gerador necessárias para a caracterização das interações torcionais.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

4.1.10. Os ajustes dos controladores e das proteções das instalações devem ser definidos e implantados pelos agentes responsáveis pelas instalações, de forma a garantir a integridade dos componentes, mantendo seletividade com os componentes adjacentes e atendendo aos requisitos mínimos estabelecidos neste submódulo e no documento de Filosofias de Proteção das Unidades Geradoras [4].

4.1.11. As ações e os custos decorrentes da aplicação dos requisitos técnicos mínimos descritos nesta seção 4 são de responsabilidade do agente de geração.

4.2. Requisitos técnicos gerais

4.2.1. Em operação em regime de frequência não nominal para unidades ou centrais geradoras hidroelétricas, deve-se atender às seguintes condições:

- (a) permitido o desligamento ou desconexão da rede, de forma instantânea, para operação abaixo de 56 Hz;
- (b) permitido o desligamento ou desconexão da rede, após um tempo mínimo de 20 s, para operação abaixo de 58,5 Hz;
- (c) operação contínua entre 58,5 e 63 Hz;
- (d) permitido o desligamento ou desconexão da rede após um tempo mínimo de 10 s, para operação acima de 63 Hz; e
- (e) permitido o desligamento ou desconexão da rede, de forma instantânea, para operação acima de 66 Hz.

4.2.1.1. As proteções de subfrequência e sobrefrequência devem ser ajustadas conforme o documento de Filosofias de Proteção das Unidades Geradoras [4].

4.2.1.2. A Figura 1 resume as condições e faixas de operação da unidade geradora ou central geradora hidroelétrica em regime de frequência não nominal.



Figura 1 – Faixas de operação da central geradora hidroelétrica em regime de frequência não nominal.

4.2.2. Em operação em regime de frequência não nominal para unidades ou centrais geradoras termoelétricas, deve-se atender às seguintes condições:

- (a) permitido o desligamento ou desconexão da rede, de forma instantânea, para operação abaixo de 57 Hz;
- (b) permitido o desligamento ou desconexão da rede, após um período de tempo mínimo de 5 s, para operação abaixo de 57,5 Hz;
- (c) permitido o desligamento ou desconexão da rede após um período de tempo mínimo de 10 s, abaixo de 58,5 Hz;
- (d) operação contínua entre 58,5 e 61,5 Hz;
- (e) permitido o desligamento ou desconexão da rede após um período de tempo mínimo de 10 s, para operação acima de 61,5 Hz; e

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

(f) permitido o desligamento ou desconexão da rede acima de 63 Hz de forma instantânea.

4.2.2.1. As proteções de subfrequência e sobrefrequência devem ser ajustadas conforme o documento de Filosofias de Proteção das Unidades Geradoras [4].

4.2.2.2. A Figura 3 resume as condições e faixas de operação da unidade geradora ou central geradora em regime de frequência não nominal.



Figura 2 – Faixas de operação da central geradora termoelétrica em regime de frequência não nominal.

4.2.3. Em casos excepcionais, pode ser proposta pelo agente de geração, para análise do ONS, a operação de usina termoelétrica em condições diferentes das estabelecidas no item 4.2.2. , desde que:

- (a) atenda obrigatoriamente ao requisito para operação contínua entre 58,5 e 61,5 Hz;
- (b) em condições de subfrequência, o ilhamento da usina seja tecnicamente viável, com a garantia do perfeito funcionamento do SEP associado;
- (c) em condições de sobrefrequência, as unidades geradoras sejam desligadas por proteção ou esquema específico, com ajustes de frequência e temporização estabelecidos pelo ONS;
- (d) os custos decorrentes da implantação dos esquemas de proteção necessários, bem como os oriundos da operação inadequada desses esquemas, fiquem a cargo do agente de geração;
- (e) os esquemas de ilhamento da central geradora atendam os limites de suportabilidade de tensão, definidos no item 4.2.7. , e estejam em conformidade com o documento de Filosofias de Proteção das Unidades Geradoras [4].

4.2.4. Participação em Sistemas Especiais de Proteção (SEP):

- (a) deve ser possível a desconexão automática de geração para atender aos esquemas de ilhamento da usina, de modo a minimizar consequências de perturbações no sistema.

4.2.5. Geração/absorção de potência reativa dentro da faixa operativa admissível da tensão terminal:

- (a) a unidade geradora deve ser capaz de operar com fator de potência dentro da faixa de 0,90 capacitivo (sobrecarregado) a 0,95 indutivo (subcarregado), sem restrição pelo sistema de excitação.

4.2.6. Na operação em regime de tensão não nominal, deve-se atender à seguinte condição:

- (a) na condição operativa sob contingências, operação na faixa de tensão conforme critério de tensão admissível entre fases a 60 Hz estabelecido no Submódulo 2.3 no ponto de conexão da usina às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão ou de distribuição, sem atuação dos relés de subtensão e sobretensão temporizados da usina.

4.2.7. Suportabilidade a subtensões e sobretensões transitórias:

- (b) caso haja variações temporárias de tensão em uma ou mais fases nas unidades geradoras ou em seus serviços auxiliares, decorrentes de distúrbios na Rede Básica, a central geradora deve se manter em operação (sem desconexão), se a tensão no terminal do gerador permanecer dentro da região indicada na Figura 3; e

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

- (c) deve ser aplicado a qualquer tipo de distúrbio, sejam eles provocados por rejeição de carga, defeitos simétricos ou assimétricos, devendo ser atendida pela tensão da fase que sofrer maior variação.

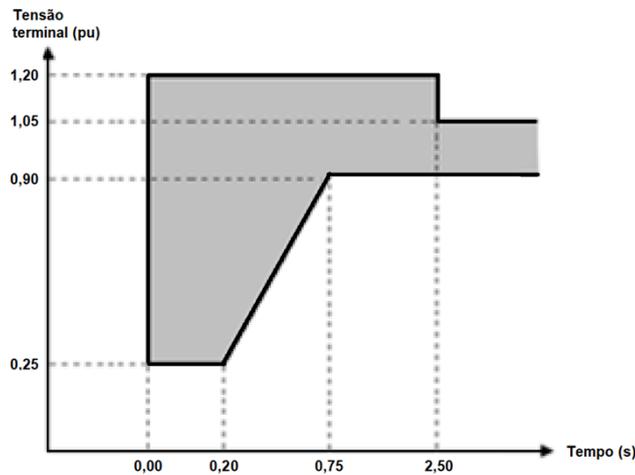


Figura 3 – Suportabilidade das unidades geradoras e seus serviços auxiliares a subtensões e sobretensões transitórias.

4.2.8. Desempenho durante curto-circuito assimétrico (corrente de sequência inversa):

- (a) cada unidade geradora deve suportar a circulação da corrente de sequência inversa correspondente a uma falta assimétrica, definida por sua característica $I_2^2t = K$, durante o tempo decorrido desde o início da falta até a atuação da última proteção de retaguarda.

4.2.9. Operação ilhada com seus serviços auxiliares (exceto para usinas a carvão e usinas nucleares):

- (a) quando as variações de tensão e/ou frequência na rede excederem os seus limites, a usina deve passar com segurança para a operação ilhada com seus serviços auxiliares e ter a possibilidade de se manter nessa condição por pelo menos 1 hora.

4.3. Sistema de excitação

4.3.1. Geral

4.3.1.1. As características e o desempenho do sistema de excitação devem estar adequados ao projeto do gerador.

4.3.1.2. O sistema de excitação deve conter, no mínimo, os seguintes recursos:

- (a) controle automático da tensão terminal no gerador, ou da tensão da barra de alta da usina mediante controle conjunto das unidades geradoras;
- (b) controle manual da excitação do gerador;
- (c) transição suave do controle automático para o controle manual e vice-versa;
- (d) permitir sua integração a um controle conjunto de tensão da instalação;
- (e) limitador de subexcitação;
- (f) limitador de máxima e mínima corrente de excitação;
- (g) limitador Volt/Hertz;
- (h) compensação de corrente reativa;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

- (i) estabilizador de sistemas de potência; e
- (j) desempenho automático das funções que são requeridas pelas sequências do automatismo de partida e parada do grupo turbina-gerador.

4.3.1.3. Em casos excepcionais, para usinas termoeletricas de co-geração, com motores de combustão interna ou nucleares, pode ser proposto pelo agente, para análise do ONS, a flexibilização de requisitos técnicos referentes ao item 4.3.2 deste submódulo.

4.3.1.4. A solicitação de flexibilização dos requisitos deve ser feita pelo agente na etapa de solicitação de acesso, e a sua aceitação dependerá de anuência do ONS, com base em avaliações técnicas especificadas pelo Operador e desenvolvidas e registradas em Relatório Técnico pelo agente.

4.3.2. Conversor de potência e excitatriz da unidade geradora

4.3.2.1. O conversor de potência deve ser constituído de pontes retificadoras trifásicas, conectadas em paralelo, de modo a atender às seguintes exigências operacionais:

- (a) a corrente deve ser equalizada nos semicondutores em paralelo em cada ramo da ponte; e
- (b) se (N) módulos conectados em paralelo são necessários para suprir a capacidade nominal contínua e satisfazer os requisitos do ciclo de operação do sistema de excitação, então (N+1) módulos devem ser fornecidos.

4.3.2.2. Capacidade nominal do sistema de excitação:

- (a) a capacidade de condução de corrente contínua do sistema de excitação não pode ser inferior a 110% do valor da corrente de campo em sobrecarga do gerador, obtido nas condições normais de potência ativa, potência reativa e fator de potência e com 105% da tensão terminal nominal.

4.3.2.3. A capacidade contínua do transformador de excitação não deve ser menor que o requerido para operação do gerador a plena carga e 105% de tensão nominal.

4.3.2.4. O dimensionamento da tensão de teto deve obedecer:

- (a) teto positivo: não menor que 2,5 vezes o valor da tensão de campo a plena carga, obtido nas condições de potência ativa, reativa, tensão terminal e fator de potência nominais da placa do gerador; e
- (b) teto negativo: não menor que 80% do teto positivo.

4.3.2.5. O tempo de resposta da tensão de campo do gerador deve ser menor ou igual a 0,1 s.

4.3.2.5.1. Define-se o tempo de resposta da tensão de campo como sendo o tempo necessário para a tensão de campo do gerador atingir 95% da diferença entre a tensão de teto e a tensão de campo a plena carga, sob as seguintes condições:

- (a) gerador operando em vazio; e
- (b) degrau na referência do regulador de tensão para levar o sistema de excitação à tensão de teto.

4.3.2.6. O sistema de excitação não deve depender de outra unidade geradora nem de fonte de alimentação auxiliar externa em corrente alternada, exceto para:

- (a) a pré-excitação do campo do gerador;
- (b) os serviços auxiliares que sejam essenciais à partida do gerador;
- (c) os serviços auxiliares que não impliquem em restrições operacionais do gerador; e

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

(d) os ensaios.

4.3.2.7. Para sistemas de excitação com transformador de excitação conectado no lado de alta dos terminais do próprio gerador (*bus-fed*), devem estar disponíveis os seguintes recursos destinados à pré-excitação do campo do gerador:

- (a) possibilidade de entrada e saída da pré-excitação de forma automática;
- (b) fonte de alimentação da pré-excitação independente do gerador; e
- (c) dispositivos limitadores de corrente e de proteção do circuito.

4.3.3. Regulador de tensão da unidade geradora

4.3.3.1. Devem ser previstos, no mínimo, os seguintes modos de controle:

- (a) automático: efetua a regulação automática da tensão terminal do gerador. Esse é o modo de controle principal da unidade operando interligada; e
- (b) manual: permite o controle manual da corrente ou tensão de excitação. Esse é o modo de controle para testes e em caso de falha do modo de controle automático.

4.3.3.1.1. Função seguidor (*follow-up*): deve haver uma função de rastreamento que ajuste continuamente a referência dos modos de controle, de forma a garantir a comutação suave entre eles.

4.3.3.2. O controle automático de tensão deve ser equipado com, no mínimo, os seguintes recursos:

4.3.3.2.1. Limitadores de ação automática e contínua:

- (a) limitador de subexcitação: utiliza as grandezas de potência ou corrente ativa e reativa de forma a restringir a operação do gerador na região de subexcitação delimitada pelo seu limite de estabilidade;
- (b) limitador de mínima corrente de excitação: limita a grandeza da corrente de excitação ao valor mínimo permitido;
- (c) limitador de máxima corrente de excitação: limita a corrente de excitação a um valor máximo permitido para o sistema de excitação e enrolamento de campo do gerador. Sua atuação deve ter um retardo para permitir sobrecargas transitórias, desde que não sejam atingidos os valores de projeto do enrolamento de campo ou valores limites do conversor de potência;
- (d) limitador Volt/Hertz: evita o sobrefluxo magnético no gerador, transformador elevador e transformador de excitação (caso existente), causado por subfrequência e/ou sobretensão; e
- (e) a atuação desses limitadores deve ser estável, com amortecimento adequado e pequeno tempo de estabilização. O ajuste deve estar coordenado dinamicamente e estaticamente com as funções de proteção, explorando ao máximo os limites operativos admissíveis do gerador, conforme estabelecido no documento de Filosofias de Proteção das Unidades Geradoras [4].

4.3.3.2.2. Compensação de corrente reativa: permite a compensação da queda de tensão do transformador elevador em configurações gerador mais transformador elevador (*função line drop*), sem violar a faixa operativa da tensão terminal do gerador, ou permite o paralelismo de geradores conectadas no mesmo barramento (*função droop*). O grau de compensação deve ser ajustável em uma faixa de - 10% a + 10%.

4.3.3.2.3. Estabilizador de Sistemas de Potência (ESP):

- (a) a estrutura do ESP deve ser baseada na integral de potência acelerante, com rastreador de rampa, capaz de proporcionar um bom amortecimento na faixa de 0,2 a 2,0 Hz.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

(b) deve prever lógicas de bloqueio automático do ESP por:

- (1) nível de potência ativa;
- (2) desvio de frequência;
- (3) estado do disjuntor do gerador; e
- (4) subtensão e sobretensão.

(c) a reconexão automática do ESP deve ser feita quando as condições de bloqueio não mais existirem;

(d) deve prever um algoritmo para estimação da velocidade do rotor do gerador para utilização dessa grandeza no canal de frequência do ESP; e

(e) a saída do ESP deve ter limites mínimo e máximo ajustáveis.

4.3.3.3. O sistema de excitação deve ser capaz de manter a tensão do gerador dentro da sua faixa operativa, com o regulador de tensão operando em modo automático e com umidade relativa do ar a 100% e temperatura na faixa de - 5° C a 50° C.

4.3.3.4. A tensão terminal do gerador, quando da operação em regime estável de carga e frequência, deve ser mantida na faixa de $\pm 0,5\%$ do valor ajustado para qualquer ponto de operação dentro da faixa de operação permitida pela sua curva de capacidade.

4.3.3.5. A tensão terminal do gerador deve ser mantida na faixa de $\pm 0,5\%$ do valor ajustado quando em operação em vazio e velocidade constante, para qualquer valor de velocidade.

4.3.3.6. Em caso de rejeição de carga nos terminais do gerador operando dentro de sua curva de capacidade, a tensão terminal:

- (a) deve ser rapidamente reestabelecida para um valor compreendido entre $\pm 5\%$ do valor ajustado, em um tempo inferior a 0,5 s após a ocorrência da rejeição; e
- (b) ao atingir o regime permanente, deve estabilizar-se dentro da faixa de $\pm 0,5\%$, mantendo-se nessa faixa durante todo o período de sobrevelocidade.

4.3.3.7. O desempenho dinâmico do regulador de tensão, para um degrau de $\pm 2\%$ na referência de tensão operando em vazio, deve atender os seguintes critérios:

- (a) sobressinal (*overshoot*) menor ou igual a 10%; e
- (b) tempo de estabilização menor ou igual a 1,0 s. O tempo de estabilização é definido como o tempo necessário para que a resposta da tensão terminal alcance e permaneça na faixa de $\pm 2\%$ do valor final;

4.3.3.8. Sensibilidade: com o gerador operando nas suas condições nominais de potência ativa, potência reativa, tensão terminal e fator de potência, o regulador de tensão deve permitir ajustes no controle automático para a tensão de teto ser atingida, quando houver variação, em degrau, de $\pm 2\%$ na referência de tensão.

4.3.3.9. Nas condições de defeito no lado de alta tensão do transformador elevador, considerando uma redução da tensão terminal de até 35% do seu valor nominal, a tensão de excitação deve ser mantida em valor superior a 80% do seu valor a plena carga, por um período de até 0,25 s, e sem a atuação dos limitadores de máxima corrente do estator ou de excitação pelo regulador de tensão.

4.4. Regulação primária de frequência

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

4.4.1. Geral

4.4.1.1. A regulação primária de frequência é a capacidade das unidades geradoras contribuírem com potência ativa em situações de desvios de frequência da rede na operação interligada ao SIN e, também, de regular a frequência da rede em uma operação isolada.

4.4.1.2. Todo regulador de velocidade deve possuir sensibilidade a frequência da rede na operação interligada ao SIN, de forma a contribuir com a regulação primária de frequência.

4.4.1.3. Os requisitos técnicos de regulação primária aplicam-se à instalação como um todo no caso de usinas termoeletricas que operam em ciclo combinado.

4.4.1.4. Admite-se um modo de controle diferenciado do regulador de velocidade na operação em vazio.

4.4.1.5. A unidade geradora deve ser capaz de controlar a velocidade em caso de rejeição total de carga, evitando seu desligamento por sobrevelocidade.

4.4.2. Desempenho da regulação primária

4.4.2.1. O desempenho da regulação primária de frequência deve ser adequado ao projeto do conjunto turbina-gerador, e deve possuir as seguintes características:

- (a) estatismo permanente: deve permitir um ajuste entre 2% e 8% na base nominal do gerador em MVA, devendo ser ajustado em 5% por padrão. Caso necessário, o ONS poderá indicar a necessidade da alteração deste ajuste; e
- (b) banda morta de frequência: ajustado em um valor menor ou igual a $\pm 0,04$ Hz.

4.4.2.2. O desempenho dinâmico da regulação primária de frequência deve ser avaliado na simulação de rede isolada da unidade geradora, para um degrau de $\pm 2\%$ na referência de velocidade, atendendo aos seguintes critérios:

- (a) tempo de estabilização menor que 60 s. É definido como o tempo necessário, após a aplicação do degrau, para a velocidade da unidade geradora permanecer na faixa de $\pm 5\%$ do valor final;
- (b) tempo de resposta menor que 9 s. É definido como o tempo necessário, após a aplicação do degrau, para a velocidade da unidade geradora atingir 90% do valor final.

4.4.2.2.1. A Figura 4 apresenta a resposta decorrente de um degrau de velocidade na referência do regulador de velocidade na simulação da operação em rede isolada.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

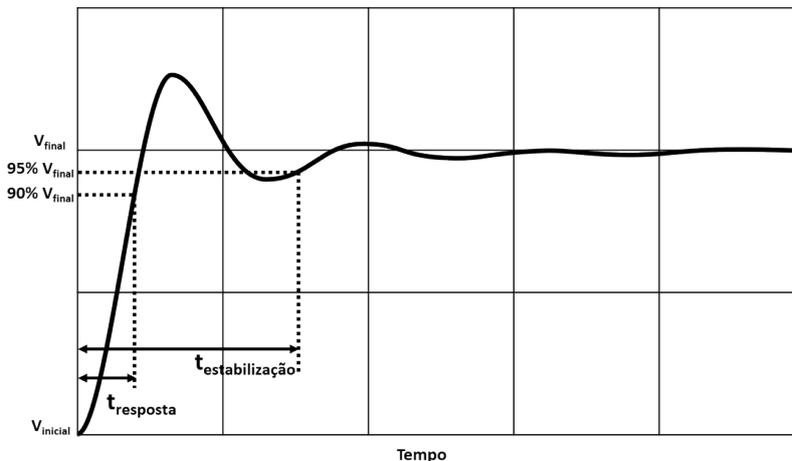


Figura 4 – Características da resposta esperada da frequência na operação em rede isolada – simulação de um degrau de velocidade.

4.5. Regulação secundária de frequência

4.5.1. O controle secundário de frequência é executado pelas usinas participantes do Controle Automático de Geração (CAG), as quais são determinadas pela ANEEL com respaldo dado pelo ONS de acordo com Submódulo 2.3.

4.5.1.1. Estão sujeitas a participar do CAG todas as usinas hidroelétricas e termoeletricas com potência instalada igual ou superior a 400 MW, com exceção das:

- (a) usinas localizadas em circuitos radiais distantes eletricamente dos centros de carga;
- (b) usinas termoeletricas nucleares;
- (c) usinas termoeletricas a gás em ciclo simples ou combinado; e
- (d) usinas termoeletricas a carvão.

4.5.2. As usinas que participam do CAG devem ser dotadas dos recursos necessários à sua integração com o sistema de supervisão e controle, conforme o estabelecido no Submódulo 2.12.

4.6. Sistema de proteção para as unidades geradoras

4.6.1. As unidades geradoras devem dispor dos seguintes conjuntos de proteção, além dos conjuntos de proteção intrínseca recomendados pelo fabricante:

- (a) proteção unitária; e
- (b) proteção de retaguarda.

4.6.2. O tempo total de eliminação de todos os tipos de faltas pela proteção unitária, incluindo o tempo de abertura de todos os disjuntores da unidade geradora, não deve exceder:

- (a) 100 ms para unidades geradoras que acessam a Rede Básica com conexão às instalações sob responsabilidade do agente de transmissão em nível de tensão superior a 230 kV; e
- (b) 150 ms para unidades geradoras que acessam a Rede Básica com conexão às instalações sob responsabilidade do agente de transmissão em nível de tensão igual ou inferior a 230 kV.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

4.6.3. As proteções da unidade geradora devem ser capazes de:

- (a) realizar, individual ou simultaneamente, para as funções específicas a eliminação de falhas internas à unidade geradora que provoquem valores elevados de corrente de curto-circuito;
- (b) detectar todas as condições anormais de operação, em função das características de suportabilidade da unidade geradora e da sua transformação elevadora; e
- (c) para as funções de ambas as proteções que possam atuar para falhas externas à unidade geradora, assegurar a seletividade destas atuações.

4.6.4. Desempenho fora das condições nominais de frequência: o regulador de velocidade deve obedecer aos requisitos acima, dentro das faixas de variação de frequência relacionadas no item 4.2 admitidas para o conjunto gerador - turbina.

4.7. Sistema de registro de perturbação para as unidades geradoras

4.7.1. As unidades geradoras devem ter sistemas para registro de perturbações, que podem ser constituídos por funções integradas aos sistemas de proteção, atendendo aos seguintes requisitos:

- (a) os registros de oscilografia devem ser armazenados pelo acessante e fornecidos ao ONS e/ou agente de transmissão, quando solicitados, conforme estabelecido no Submódulo 6.3; e
- (b) os registros devem ser disponibilizados ao ONS no formato de dados especificado no Submódulo 7.10.

4.7.2. Devem ser supervisionadas as seguintes grandezas analógicas:

- (a) correntes das três fases;
- (b) tensões das três fases;
- (c) corrente de neutro, no caso de gerador aterrado por baixa impedância; e
- (d) tensão de neutro, no caso de gerador aterrado por alta impedância.

4.7.3. Devem ser supervisionadas as seguintes grandezas digitais:

- (a) desligamento pela proteção unitária;
- (b) desligamento pela proteção de retaguarda;
- (c) desligamento pelas demais proteções utilizadas; e
- (d) desligamento pelas proteções intrínsecas.

4.8. Serviços auxiliares para as usinas geradoras

4.8.1. Os serviços auxiliares em corrente alternada (CA) e em corrente contínua (CC) da usina devem ser especificados de modo a garantir, durante a ocorrência de distúrbios que causem variações extremas de tensão e de frequência, o funcionamento da usina e das suas instalações de transmissão de interesse restrito na faixa operativa do gerador.

4.8.2. Para as usinas definidas pelo ONS como de autorrestabelecimento, deve-se atender:

- (a) a fonte de alimentação autônoma deve ter capacidade suficiente para partida de, no mínimo, uma unidade geradora da instalação; e
- (b) a usina deve ser capaz de partir pelo menos uma das suas unidades geradoras, independentemente da indisponibilidade de unidades geradoras na sua instalação.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

4.8.2.1. Estão sujeitas a serem classificadas como de autorrestabelecimento todas as usinas, independentemente da potência instalada que, a critério do ONS, venham a agregar maior agilidade e confiabilidade ao processo de recomposição, tanto em função de sua localização geoeletrica, quanto em relação à sua influência no sistema da região de interesse.

4.8.3. Na concepção dos sistemas de alimentação CC e CA, deve ser considerada disponibilidade geral dos serviços auxiliares de 99,98%, tendo como valor de referência o somatório dos últimos 12 meses. Isso implica numa indisponibilidade máxima, em um período de 12 meses, de 1 hora e 45 minutos, garantidos pelo agente de geração.

4.8.4. Para a programação de manutenção e testes dos serviços auxiliares CC e CA, o agente de geração deve considerar os requisitos de testes estabelecidos no Submódulo 2.16 – Requisitos operacionais para centros de operação e instalações da Rede de Operação.

4.9. Solicitações de curto-circuito

4.9.1. O agente de geração que vai se conectar à rede elétrica deve respeitar o limite de contribuição aos níveis de corrente de curto-circuito das subestações limitantes, independentemente do nível de tensão ou de localização dessas subestações.

4.9.1.1. Define-se como subestação limitante aquela cujos equipamentos não podem ser substituídos por questões tecnológicas e aquela cujo seccionamento de barramento(s) ou recapitação pode trazer prejuízo significativo para a segurança, continuidade de suprimento ou confiabilidade da rede associada.

4.9.1.1.1. Cabe ao ONS e ao agente de transmissão acessado definir as subestações limitantes na Rede Básica, nas instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica, nas ICG e nas DIT e aos agentes de distribuição e de transmissão estabelecer quais são as subestações limitantes na Rede Complementar.

4.9.1.1.2. Cabe ao ONS ou ao agente de distribuição verificar quais subestações limitantes estão incluídas na área de influência do acesso.

4.9.1.2. Entende-se por limite de contribuição de corrente de curto-circuito o valor percentual, em relação a capacidade de interrupção dos disjuntores da subestação limitante, da diferença entre esta capacidade e o maior nível de curto-circuito atual nessa subestação.

4.9.1.2.1. Esse percentual, estipulado em 30% como referência inicial, deve ser confirmado pelo ONS por ocasião da solicitação de acesso ou pode ser fixado em outro valor em função dos acessos em curso na região ou de expansões previstas na rede elétrica.

4.9.1.3. Entende-se por nível de corrente de curto-circuito atual o valor calculado para a data da solicitação de acesso, considerados os acessos já contratados e as solicitações de acesso em curso.

4.9.2. O acessante deve avaliar sua conexão na configuração de longo prazo da Empresa de Pesquisa Energética – EPE para dimensionamento da corrente máxima de curto-circuito no seu ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão. Essa corrente máxima de longo prazo deve constar do Parecer de Acesso.

4.9.3. O valor adotado para o limite de contribuição de corrente de curto-circuito deve levar em conta as capacidades de interrupção nominal de curto-circuito dos disjuntores das subestações limitantes, considerada uma margem de segurança de 10%. Essa margem pode ser flexibilizada na medida em que:

- (a) durante o seu processo de acesso, o agente demonstre com base em estudos detalhados que o efeito da variação da relação X/R não ocasiona violação das capacidades de interrupção nominais de curto-circuito desses disjuntores;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

- (b) o agente demonstre que não ocorrem solicitações não cobertas pelas normas que embasaram a especificação dos disjuntores, tais como Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT); e
- (c) os estudos detalhados sejam feitos com base no critério de superação de disjuntores, estabelecido no Submódulo 2.3.

4.9.4. Além dos disjuntores, deve ser preservada a suportabilidade de todos os equipamentos das subestações limitantes, tais como chaves, transformadores de corrente, filtros de onda, barramentos e malha de terra.

4.9.5. Nos casos em que a conexão da usina ocasione em superação de equipamentos na Rede Básica, nas instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica, nas ICG ou nas DIT, o agente acessante deve demonstrar, por meio de avaliação técnico-econômica, sujeita à apreciação do ONS, que a alternativa de conexão proposta é a de mínimo custo global, considerando que:

- (a) essa avaliação deve contemplar a utilização na usina de equipamentos de limitação de curto-circuito;
- (b) a análise econômica das alternativas deve basear-se em custos padrão reconhecidos pela ANEEL; e
- (c) as medidas implementadas pelo agente de geração não devem provocar a desconexão da sua usina em condições de curto-circuito, a menos que o curto ocorra nas instalações da própria usina ou nas instalações de seu uso exclusivo.

4.9.5.1. Nesse caso, a usina pode ficar sujeita a restrições até que seja implantada solução para o problema, indicada no Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL).

4.9.5.2. Cabe ao agente de geração arcar com os custos de aquisição e de instalação na sua usina dos equipamentos de limitação de curto-circuito, quando necessário.

5. CONEXÃO DE CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS E FOTOVOLTAICAS

5.1. Aspectos gerais

5.1.1. Os requisitos técnicos mínimos para conexão de centrais geradores eólicas e fotovoltaicas devem ser atendidos pelos agentes de geração acessantes responsáveis por:

- (a) centrais geradoras eólicas e centrais geradoras fotovoltaicas com conexão à Rede Básica, às instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica ou às ICG, de forma individual ou compartilhada; e
- (b) centrais geradoras eólicas e as centrais geradoras fotovoltaicas classificadas na modalidade de operação Tipo I com conexão às DIT ou às instalações sob responsabilidade de agente de distribuição, de forma individual ou compartilhada.

5.1.2. As centrais geradoras eólicas e as centrais geradoras fotovoltaicas classificadas nas modalidades de operação Tipo II-B, Tipo II-C ou Tipo III com conexão às DIT ou às instalações sob responsabilidade de agente de distribuição em tensão superior a 69 kV devem atender:

- (a) aos requisitos técnicos gerais para operação em regime de frequência não nominal, indicados no item 5.2. deste submódulo;
- (b) aos requisitos de suportabilidade a subtensões e sobretensões, indicados no item 5.7 (*fault ride-through*) deste submódulo; e

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

(c) aos demais requisitos gerais quando o ONS avaliar necessário, informado durante a solicitação de acesso, nos casos de:

- (1) centrais geradoras eólicas e centrais geradoras fotovoltaicas com capacidade instalada total superior a 30 MW; ou
- (2) grupos de centrais geradoras eólicas e/ou grupos de centrais geradoras fotovoltaicas, em uma mesma área geoeletrica, com capacidade instalada total superior a 50 MW.

5.1.2.1. Para as centrais geradoras classificada na modalidade de operação Tipo III com conexão às instalações sob responsabilidade de agente de distribuição, as tratativas com os agentes de geração, bem como a avaliação do atendimento dos requisitos é de responsabilidade da distribuidora acessada.

5.1.2.2. As funções de proteção de frequência das unidades geradoras ou do ponto de acoplamento comum com a rede da distribuidora, como por exemplo as funções de proteção anti-ilhamento, devem possuir ajustes coordenados com tais requisitos.

5.1.3. A operação de centrais geradoras eólicas ou de centrais geradoras fotovoltaicas, conectadas às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão, devem atender os limites individuais dos indicadores de desempenho quanto a QEE, conforme definido no Submódulo 9.7 e Submódulo 7.8 – Avaliação do impacto do acesso ou integração à Rede Básica de instalações que contenham elementos não lineares ou especiais.

5.1.4. Para avaliações de desempenho harmônico, a norma [1] oferece subsídios quanto à combinação dos efeitos do conjunto de aerogeradores integrantes da central geradora eólica ou de inversores integrantes da central geradora fotovoltaica.

5.1.5. As centrais geradoras eólicas e/ou as centrais geradoras fotovoltaicas que compartilhem instalações de transmissão de interesse restrito que não estão sob responsabilidade de agente de transmissão são consideradas como uma única instalação no que diz respeito ao atendimento dos requisitos técnicos gerais, listados no item 5.2, e também no tocante à avaliação de desempenho harmônico nas análises de QEE.

5.1.6. As centrais geradoras eólicas e as centrais geradoras fotovoltaicas não podem reduzir a flexibilidade de recomposição da rede elétrica, seja em função de limitações dos equipamentos, seja em função do tempo de recomposição.

5.1.7. O acessante deve avaliar se há superação da capacidade de equipamentos ou necessidade de reajustes de parâmetros de proteção e controle, decorrentes da sua conexão, abrangendo o ponto de conexão da usina às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão ou de distribuição e a área de influência da central geradora, por meio da análise de:

- (a) curto-circuito;
- (b) capacidades de disjuntores, barramentos, equipamentos terminais (por exemplo, transformadores de corrente, bobinas de bloqueio) e malhas de terra; e
- (c) adequação dos sistemas de proteção e controle relacionados à integração da central geradora e revisão dos ajustes relativos à central geradora.

5.1.8. As ações e os custos decorrentes das ações necessárias para o atendimento dos requisitos técnicos mínimos relacionados neste item 5 deste submódulo são de responsabilidade do agente de geração.

5.2. Requisitos técnicos gerais

5.2.1. Em operação em regime de frequência não nominal, deve-se atender às seguintes condições:

- (a) desligamento instantâneo permitido para operação abaixo de 56 Hz;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

- (b) operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 20 s;
- (c) operação entre 58,5 e 62,5 Hz por tempo ilimitado;
- (d) operação acima de 62,5 Hz por período de tempo mínimo de 10 s, sendo a temporização da proteção de desligamento por sobrefrequência é definida com base em avaliação do desempenho dinâmico, para garantir a segurança operativa do SIN; e
- (e) desligamento instantâneo permitido para operação acima de 63 Hz.

5.2.1.1. A Figura 5 resume as condições e faixas de operação da central geradora em regime de frequência não nominal.



Figura 5 - Faixas de operação da central geradora em regime de frequência não nominal.

5.2.2. Geração/absorção de potência reativa: na conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão, a central geradora deve propiciar os recursos necessários para, em regime permanente, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo em qualquer ponto da área indicada na Figura 6.

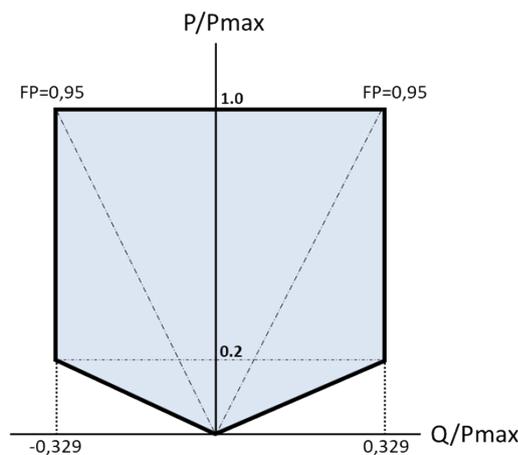


Figura 6 - Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora

5.2.2.1. Para a adoção de recursos de geração/absorção de potência reativa pelos aerogeradores ou inversores, deve ser utilizada a curva de capacidade (P x Q) fornecida pelo fabricante do equipamento referente à temperatura igual ou superior à média anual das máximas diárias na localidade onde será implantado o empreendimento de geração, no período de máxima geração de potência ativa pela central geradora.

5.2.2.2. Nas condições em que os geradores não estejam produzindo potência ativa, a central de geração eólica ou fotovoltaica deve ter recursos de controle para propiciar injeção/absorção de potência reativa nula no ponto de conexão, como indicado na Figura 6.

5.2.3. A central geradora deve ser capaz de operar em três modos distintos de controle de potência reativa:

- (a) controle de tensão;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

- (b) controle de potência reativa; e
- (c) controle de fator de potência.

5.2.3.1. O modo de controle de potência reativa normal é o modo de controle de tensão, sendo que o barramento de referência do controle é, preferencialmente, o barramento de alta tensão da subestação coletora ou conforme definido no Parecer de Acesso, visando contribuir com a manutenção do perfil de tensão do sistema dentro das faixas aceitáveis em condições normais ou de emergência.

5.2.3.2. Em função das necessidades do sistema, a central geradora pode ser solicitada pelo ONS a operar no modo de controle de potência reativa ou no modo de controle de fator de potência no seu ponto de conexão às instalações sob responsabilidade do agente de transmissão ou distribuição, em quaisquer dos pontos indicados no item 5.2.2.

5.2.3.3. Quando operando em modo de controle de tensão, a central de geração deve ser capaz de prover controle contínuo da tensão no barramento de referência do controle com:

- (a) tensão de referência ajustável de acordo com a faixa de regime normal de operação conforme critério de tensão admissível entre fases a 60 Hz estabelecido no Submódulo 2.3; e
- (b) estatismo (*droop*) ajustável numa faixa entre 0 e 7%, com valor padrão de 2%, na base da potência reativa nominal da central geradora (com uma resolução de 0,5%), obtida com potência ativa nominal e fator de potência igual a 0,95. O valor do estatismo pode ser reajustado dentro da faixa acima nos Estudos Pré-Operacionais.

5.2.3.3.1. A Figura 7 indica esquematicamente o perfil de controle de tensão da central geradora.

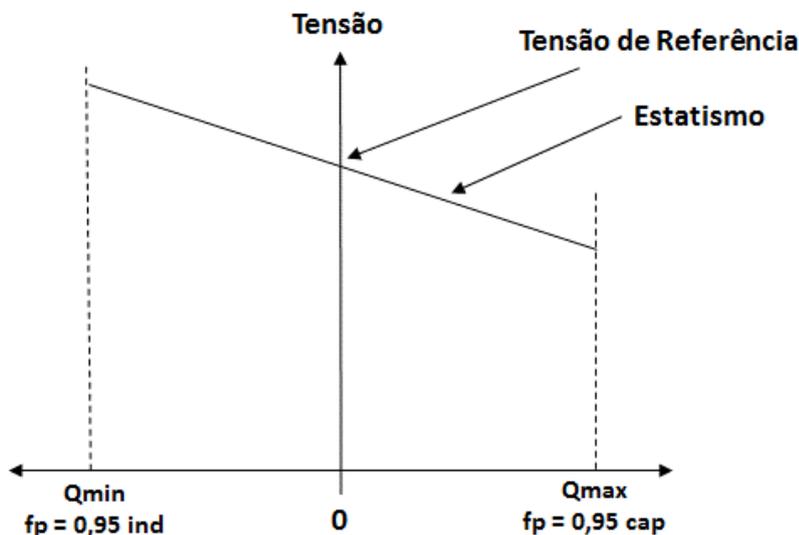


Figura 7 - Perfil do controle de tensão da central geradora.

5.2.3.3.2. Para uma variação em degrau na tensão do barramento de referência, o controle transitório de tensão da central deve responder de acordo com os seguintes critérios mínimos, ilustrados na Figura 8 e na Tabela 1:

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

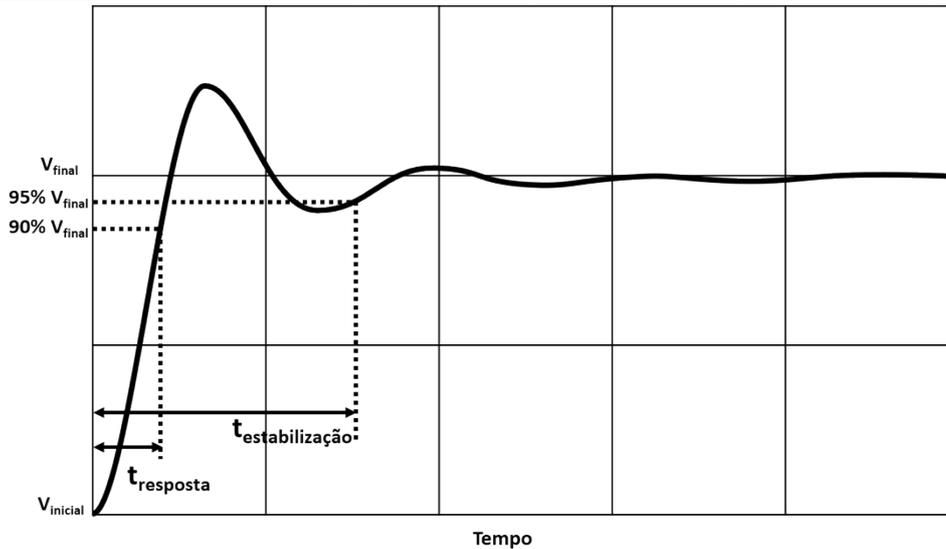


Figura 8 - Tempo de resposta do controle de tensão da central geradora.

Tabela 1 – Requisito de desempenho dinâmico do controle de tensão

Parâmetro		Valor padrão	Valor mínimo	Valor máximo
Tempo de reação	É o tempo necessário para início da resposta do controle de tensão após a variação em degrau na tensão do barramento de referência do controle.	0,2 s	-	0,2 s
Tempo de resposta	É o tempo necessário para que a potência reativa atinja 90% do valor final, para uma variação de tensão que implique em excursão de potência reativa de um valor inicial até o valor máximo ou até valor mínimo da central indicados Figura 6.	10 s	-	10 s
Tempo de estabilização	É o tempo necessário para a potência reativa no ponto de conexão permanecer acima de 95% e abaixo de 105% de seu valor final.	20 s	-	20 s

5.2.4. Na operação em regime de tensão não nominal, no ponto de conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão, a central geradora deve ser capaz de operar:

- (a) na faixa de tensão conforme critério de tensão admissível entre fases a 60 Hz estabelecido no Submódulo 2.3, condição operativa sob contingências, por período de tempo ilimitado;
- (b) entre 0,85 e 0,90 pu da tensão nominal, para os demais níveis de tensão, por período de tempo mínimo de 5 segundos;
- (c) entre 0,90 e 0,95 pu da tensão nominal, para sistemas de 500 kV, por período de tempo mínimo de 5 segundos;
- (d) entre 1,10 e 1,20 pu, para sistemas de 500 kV, por período de tempo mínimo de 2,5 segundos; e

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

(e) até 0,10 pu acima da máxima tensão operativa sob contingência, para os demais níveis de tensão, por período de tempo mínimo de 2,5 segundos. A máxima tensão operativa sob contingência é definida conforme critério de tensão admissível entre fases a 60 Hz estabelecido no Submódulo 2.3.

5.2.5. Atendimento do fator de potência em regime de tensão não nominal (V-Q/Pmax): a injeção de potência reativa em regime permanente, no ponto de conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade do agente de transmissão ou distribuição, deve ser garantida numa dada faixa operativa de tensões e em potência máxima da central, conforme a característica definida na Figura 9, observando os limites de tensão entre fases admissíveis a 60 Hz estabelecidos no Submódulo 2.3:

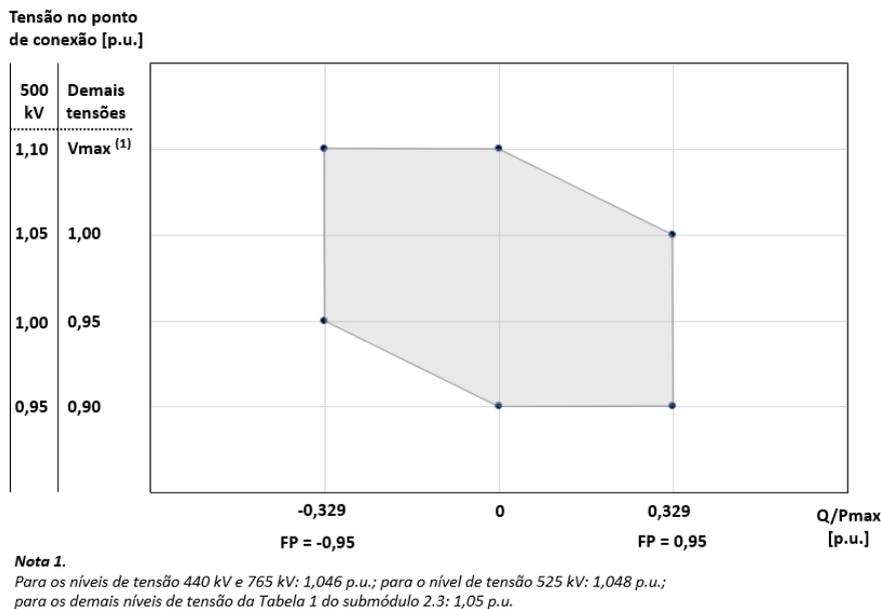


Figura 9 - Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão.

5.2.6. Participação em SEP: deve ser possível a desconexão automática ou redução de geração por ação do controle de potência da central geradora.

5.2.7. Potência ativa de saída:

- (a) A potência de saída da central geradora deve recuperar-se a 85% do valor pré-falta em até 4 segundos após a recuperação da tensão a 85% da tensão nominal.
- (b) Cabe ao ONS a responsabilidade de definir a rampa de recuperação da potência em função das características do sistema onde as centrais serão inseridas.
- (c) Não será admitida redução na potência de saída da central geradora para frequências na faixa entre 58,5 e 60,0 Hz e tensões entre 0,85 e 1,10 pu no ponto de conexão às instalações sob responsabilidade do agente de transmissão.
- (d) Para frequências na faixa entre 57 e 58,5 Hz é admitida redução na potência de saída de até 10%.

5.2.7.1. Os requisitos do item 5.2.7. aplicam-se em condições de operação de regime permanente quase-estáticas, caracterizadas por:

- (a) gradientes de frequência $\leq 0,5 \text{ %/min}$; e

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

(b) gradientes de tensão $\leq 5 \%$ /min.

5.2.8. Inércia sintética da central geradora eólica:

- (a) Os aerogeradores de centrais com potência instalada superior a 10 MW devem dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, de modo a emular a inércia (inércia sintética) através de modulação transitória da potência de saída.
- (b) Esse mecanismo deve contribuir com, no mínimo, 10% de sua potência nominal, por um período mínimo de 5 s em regime de subfrequência para desvios de frequência superiores a 0,2 Hz, conforme Figura 10.

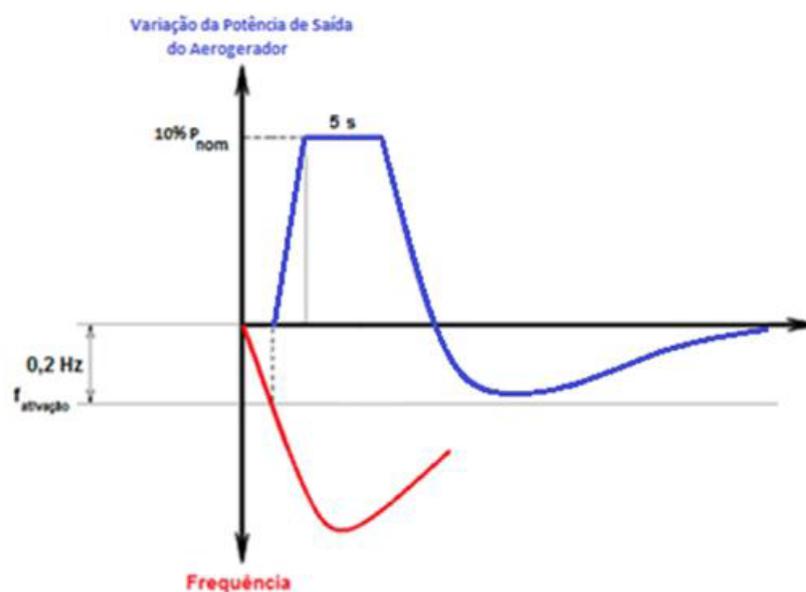


Figura 10 - Requisito para o mecanismo de inércia sintética.

- (1) A retirada desta contribuição deve ser automaticamente efetuada caso a frequência retorne ao seu valor nominal.
- (c) A injeção inicial de potência ativa deve ser proporcional à variação da frequência, a uma taxa mínima de 0,8 pu da potência nominal do aerogerador para cada Hertz de desvio da frequência.
- (d) A provisão plena de inércia sintética deverá ser disponibilizada sempre que a potência ativa do aerogerador for igual ou superior a 25% de sua potência nominal.
- (e) Os tempos máximos de sustentação do adicional de potência de 10% para níveis de potência inferiores a 25% da potência nominal do aerogerador devem ser informado ao ONS.

5.2.9. Controle primário de frequência:

- (a) As centrais geradoras com potência instalada superior a 10 MW devem dispor de controladores sensíveis às variações de frequência do tipo proporcional, conforme Figura 11, com os ajustes padrão e faixas de ajuste dos parâmetros indicados na Tabela 2.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

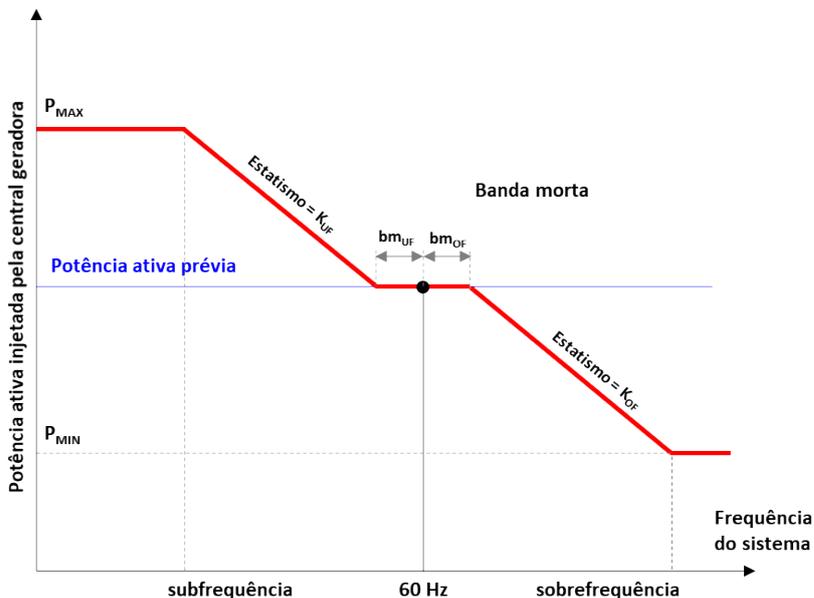


Figura 11 - Requisito de resposta para controle primário de frequência de centrais geradoras para eventos de sub e sobrefrequência.

Tabela 2 – Ajustes padrão e faixas de ajustes do controle primário de frequência

Parâmetro		Ajuste padrão	Ajuste mínimo	Ajuste máximo
bm_{UF}	Banda morta de subfrequência	0,1 Hz	0,040 Hz	0,2 Hz
bm_{OF}	Banda morta de sobrefrequência	0,1 Hz	0,040 Hz	0,2 Hz
k_{UF}	Estatismo de subfrequência na base de potência nominal	5%	2%	8%
k_{OF}	Estatismo de sobrefrequência na base de potência nominal	5%	2%	8%
P_{MAX}	Valor correspondente à potência máxima disponível na central geradora no momento da ultrapassagem da banda morta, ou outro valor a ser definido pelo ONS em função de limitação sistêmica	100%	-	100%
P_{MIN}	Valor correspondente à potência mínima da central geradora, definida pelo agente de geração, em valor não superior a 25% da capacidade nominal da central	25%	-	25%

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

(b) O requisito de desempenho dinâmico do controle primário de frequência é indicado na Figura 12 e na Tabela 3. O controle deve responder com tempos inferiores aos apresentados na Tabela 3 e conforme as indicações dos itens (c), (d) e (e).

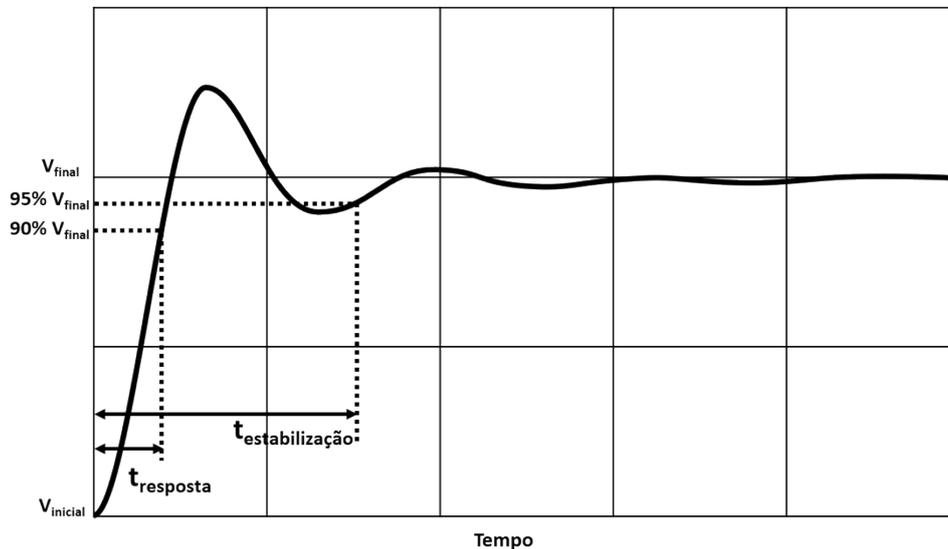


Figura 12 - Tempo de resposta do controle de frequência da central geradora.

Tabela 3 – Requisito de desempenho dinâmico do controle primário de frequência

Parâmetro		Valor máximo	
		$\Delta P < 50\%$ ⁽¹⁾	$\Delta P \geq 50\%$ ⁽¹⁾
Tempo de reação	Tempo necessário para início da variação da potência ativa após a aplicação de um degrau de variação de frequência na referência da malha de controle de frequência.	1 s	
Tempo de resposta	Tempo necessário para a potência ativa no ponto de conexão da central geradora atingir 90% do valor final, quando sujeita a um degrau de variação de frequência na referência da malha de controle de frequência	10 s	30 s
Tempo de estabilização	Tempo necessário para a potência ativa no ponto de conexão permanecer acima de 95% e abaixo de 105% de seu valor final.	30 s	1. s

Nota:

1. Variação de potência (ΔP), em percentual da potência nominal, exigida pelo controle de potência em função do degrau de frequência e do estatismo ajustado.

- (c) Não deve haver atraso intencional na resposta dos aerogeradores/inversores, exceto em caso de necessidade sistêmica identificada pelo ONS.
- (d) A resposta do controle deve estável e bem amortecida durante todo período de contribuição da resposta primária de frequência.
- (e) Os aerogeradores e inversores devem ser capazes de sustentar a resposta do controle primário de frequência, sem se desconectarem da rede, enquanto houver condições associadas à fonte primária

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

que possibilitem tal contribuição, e enquanto as condições de frequência e tensão estiverem dentro das faixas especificadas nos itens 5.2. e 5.7 deste submódulo;

- (f) O controle primário de frequência pode ser implementado a nível de aerogerador/inversor ou a nível de parque, desde que atenda aos requisitos indicados no item 5.2.9. (a).
- (g) O requisito de injeção de potência ativa em condição de subfrequência de que trata o item 5.2.9. (a) não implica em estabelecimento de reserva de potência operativa para centrais geradoras, mas na utilização, quando disponível, de eventual capacidade ociosa da central de geração.

5.3. Variação de tensão em regime permanente

5.3.1. A central geradora não deve produzir variação de tensão superior a 5% no ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão no caso de manobra parcial ou total, tempestiva ou não, do parque gerador.

5.4. Instabilidade de tensão

5.4.1. A central geradora deve dispor de dispositivos de controle que evitem o seu desligamento por instabilidade de tensão, conforme estabelecido no item 5.7 deste submódulo.

5.5. Sistema de proteção para centrais geradoras

5.5.1. Os requisitos de proteção das unidades geradoras da central geradora devem ser definidos pelos respectivos fabricantes.

5.6. Sistema de registro de perturbações para centrais geradoras

5.6.1. Os requisitos específicos para o sistema de registro de perturbações das unidades geradoras da central geradora devem ser definidos pelos respectivos fabricantes.

5.7. Suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas

5.7.1. Caso haja variações temporárias de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão ou de distribuição, decorrentes de distúrbios na Rede Básica, a central geradora deve continuar operando (sem desconexão), se a tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores permanecer dentro da região indicada na Figura 13.

5.7.1.1. Esta característica aplica-se a qualquer tipo de distúrbio, sejam eles provocados por rejeição de carga, defeitos simétricos ou assimétricos, devendo ser atendida pela tensão da fase que sofrer maior variação.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

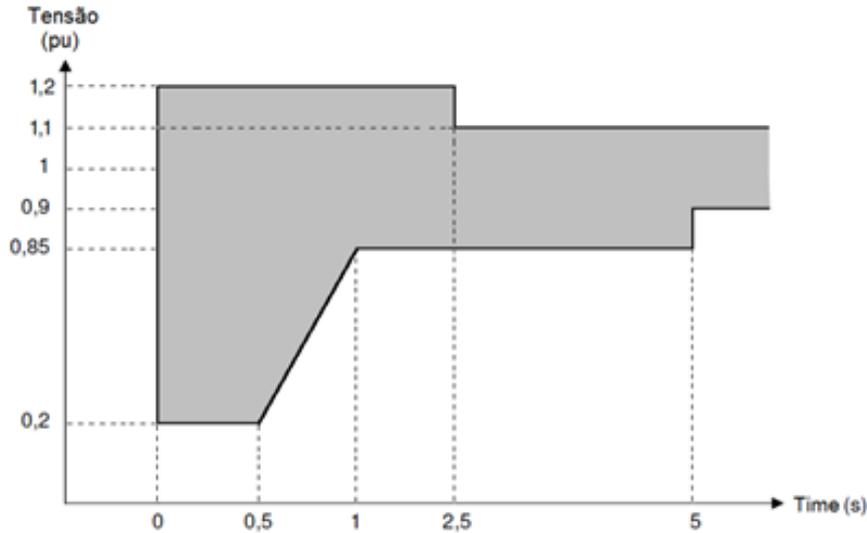


Figura 13 - Tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora.

5.8. Injeção de corrente reativa sob defeito

5.8.1. Quando de variações transitórias de tensão, conforme mostrado na Figura 14, as unidades geradoras devem ser capazes de dar suporte de tensão à rede elétrica através da:

- (a) injeção de corrente reativa adicional para tensões de sequência positiva inferiores a 85%; e
- (b) absorção de corrente reativa adicional de sequência positiva para tensões acima de 110%.

5.8.2. As unidades geradoras devem ser capazes de iniciar o suprimento de corrente reativa em até 30 ms após a detecção de falta (tempo de resposta do controle).

5.8.3. As centrais devem habilitar por padrão este recurso com os ajustes $V1 = 0,5$ pu e $V2 = 1,2$ pu. Cabe ao ONS indicar a necessidade de alterar estes ajustes, em função das características do sistema onde a central geradora será inserida.

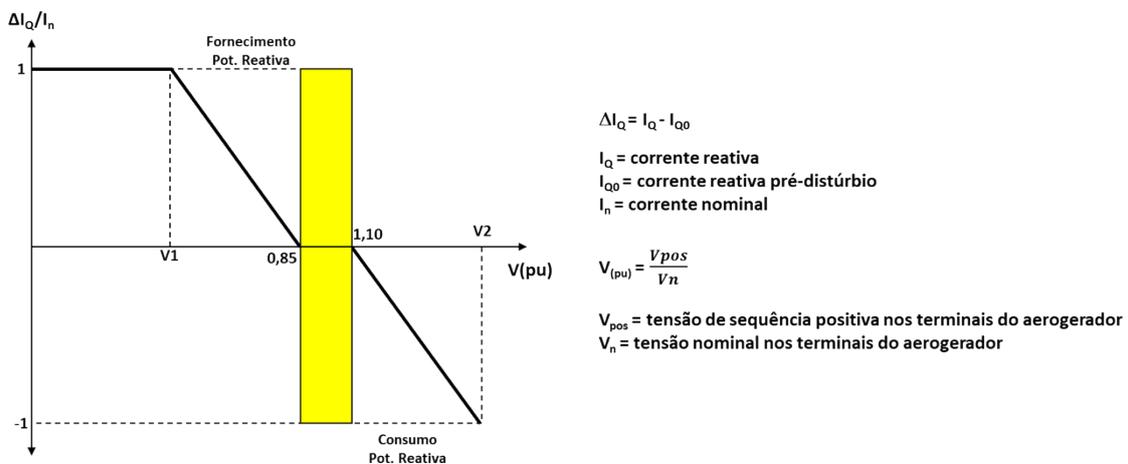


Figura 14 - Requisito para injeção de corrente reativa sob defeito.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

5.8.4. A potência ativa de saída somente pode ser reduzida, de forma a não superar o valor da corrente nominal do equipamento, caso o incremento de injeção de corrente reativa durante o defeito leve a superação do valor absoluto da corrente nominal.

5.9. Tomada de carga

5.9.1. A central geradora deve ser dotada de recursos que permitam ajustar a taxa de tomada de carga da central geradora. Os ajustes serão definidos pelo ONS.

6. CONEXÃO DE CENTRAIS GERADORAS HÍBRIDAS E CENTRAIS GERADORAS ASSOCIADAS

6.1. Aspectos gerais

6.1.1. Os requisitos técnicos mínimos para conexão de centrais geradoras híbridas ou associadas devem ser atendidos pelos agentes de geração acessantes responsáveis por:

- (a) centrais geradoras híbridas ou associadas com conexão à Rede Básica, às instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica ou às ICG, de forma individual ou compartilhada; e
- (b) centrais geradoras híbridas ou associadas classificadas na modalidade de operação Tipo I com conexão às DIT, de forma individual ou compartilhada.

6.1.2. As centrais geradoras híbridas ou associadas classificadas nas modalidades de operação Tipo II-A, Tipo II-B, Tipo II-C ou Tipo III com conexão às DIT devem atender:

- (a) os requisitos aplicáveis às diferentes tecnologias de geração pertencentes à central de geração híbrida ou associada, conforme prescrições do item 6.1.3. ; e
- (b) aos requisitos gerais do item 6, caso o ONS identifique a necessidade desses requisitos após avaliação levando em consideração a potência total da usina e a sua localização no sistema elétrico.

6.1.3. Os requisitos mínimos para conexão de centrais geradoras híbridas ou associadas, em relação às tecnologias de geração que a compõem, são:

- (a) As tecnologias de geração hidroelétricas ou termoeletricas pertencentes a essas centrais devem atender os requisitos indicados no item 4 deste submódulo, à exceção daqueles explicitamente indicados no presente item 6; e
- (b) As tecnologias de geração eólica ou fotovoltaica pertencentes a essas centrais devem atender os requisitos indicados no item 5 deste submódulo, à exceção daqueles explicitamente indicados no presente item 6.

6.1.4. Para fins de determinação dos requisitos dos itens 4 e 5 que são aplicáveis a cada fonte, deve-se tomar como referência:

- (a) A modalidade de operação e o ponto de conexão da central geradora híbrida ou associada; e
- (b) A potência nominal da tecnologia de geração hidroelétrica, termoeletrica, eólica ou fotovoltaica.

6.1.5. As centrais geradoras híbridas ou associadas, compostas por instalações com tecnologias de geração eólica e fotovoltaica, que compartilharem instalações de transmissão de interesse restrito que não estão sob responsabilidade de agente de transmissão, são consideradas como uma única instalação no que diz respeito

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

ao atendimento dos requisitos técnicos gerais, listados no item 5.2, e também no tocante à avaliação de desempenho harmônico nas análises de QEE.

6.1.6. Os acessos de centrais híbridas ou associadas devem atender, na conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão, os limites dos indicadores de desempenho definidos no Submódulo 9.7 – Indicadores de qualidade de energia elétrica da Rede Básica.

6.1.7. As centrais híbridas ou associadas não podem reduzir a flexibilidade de recomposição da rede elétrica, seja em função de limitações dos seus equipamentos, seja em função de tempo de recomposição, salvo em situações críticas de armazenamento do reservatório.

6.1.8. Para o ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão, e para a área de influência das centrais geradoras híbridas ou associadas, devem ser feitas avaliações para verificar se há superação da capacidade de equipamentos ou necessidade de reajustes de parâmetros de proteção, supervisão e controle. Para tal, devem ser realizados estudos relativos:

- (a) ao nível de curto-circuito com a presença da(s) central(is) geradora(s);
- (b) à capacidade de disjuntores, barramentos, transformadores de corrente e malhas de terra, verificando inclusive a possibilidade de saturação de transformadores de corrente;
- (c) à adequação e ao ajuste dos sistemas de proteção, supervisão e controle envolvidos com a integração da(s) central(is) geradora(s);
- (d) adequação dos sistemas de proteção e controle relacionados à integração da(s) central(is) geradora(s) e revisão dos ajustes relativos à(s) central(is) geradora(s);
- (e) à avaliação paramétrica dos reguladores de tensão, de velocidade e dos sinais estabilizadores; e
- (f) à avaliação dos sistemas de partida das unidades geradoras termoelétricas quanto aos indicadores de variação de tensão de curta duração estabelecidos no Submódulo 9.7 – Indicadores de qualidade de energia elétrica da Rede Básica.

6.1.9. As ações e os custos decorrentes das ações necessárias para o atendimento dos requisitos técnicos mínimos descritos nesta seção 6 são de responsabilidade do agente de geração.

6.2. Requisitos técnicos gerais

6.2.1. As centrais geradoras associadas devem compartilhar fisicamente a infraestrutura de conexão ao sistema de transmissão [2].

6.2.2. Controle centralizado

6.2.2.1. Adicionalmente aos controles já previstos para cada tecnologia de geração, as centrais geradoras híbridas ou associadas devem dispor de controle centralizado capaz de controlar:

- (a) Potência ativa, potência reativa e fator de potência no ponto de conexão das centrais geradoras às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão; e
- (b) Tensão, sendo que o barramento de referência do controle é, preferencialmente, o barramento de alta tensão da subestação coletora ou conforme definido no Parecer de Acesso.

6.2.2.2. Deve ser possível a comunicação e a coordenação entre o controle centralizado das centrais geradoras híbridas ou associadas e os controladores de cada tecnologia de geração que a compõe, com infraestrutura que propicie tempo de resposta compatível com os requisitos de controle das centrais geradoras.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

6.2.3. Geração/absorção de potência reativa e atendimento do fator de potência em regime de tensão não-nominal (V-Q/Pmax):

6.2.3.1. A potência ativa máxima a ser considerada como referência, quando o requisito se aplicar ao ponto de conexão da(s) central(is) geradora(s) às instalações sob responsabilidade do agente de transmissão, deve ser o menor valor entre o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratado no respectivo ponto de conexão e o somatório das potências instaladas de todas as tecnologias de geração da(s) central(is) geradora(s) híbrida(s) ou associada(s).

6.2.3.2. As centrais geradoras híbridas e associadas, independentemente das tecnologias de geração envolvidas, devem:

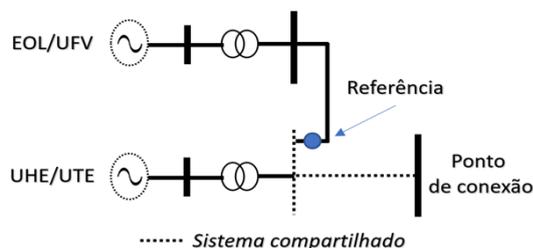
- (a) atender ao requisito apresentado no item 5.2.5. , referente ao fator de potência no ponto de conexão às instalações sob responsabilidade do agente de transmissão; e
- (b) ter a capacidade de operar com injeção/absorção de potência reativa nula no ponto de conexão com as instalações sob responsabilidade de agente de transmissão, quando estiverem operando com potência ativa nula.

6.2.3.3. As centrais geradoras híbridas e associadas compostas somente por tecnologias de geração eólica e fotovoltaica deverão atender a todos os requisitos relativos ao atendimento de fator de potência e geração/absorção de potência reativa, constantes no item 5.2.2. , nos respectivos pontos de referência determinados para cada requisito, fazendo uma superposição dos requisitos individuais de cada uma das fontes (eólica e fotovoltaica).

6.2.3.4. As centrais geradoras híbridas e associadas compostas somente por tecnologias de geração hidroelétrica e termoelétrica deverão atender, além dos requisitos definidos no item 6.2.3.2. (a) e (b), os requisitos relativos à geração/absorção de potência reativa necessários para unidades geradoras de usinas hidroelétricas e termoelétricas, constantes no item 4.2.5. .

6.2.3.5. As centrais geradoras compostas por tecnologia(s) de geração eólica e/ou fotovoltaica, combinada(s) com tecnologia(s) de geração hidroelétrica e/ou termoelétrica, deverão atender, além dos requisitos definidos no item 6.2.3.2. (a) e (b), os seguintes requisitos:

- (a) instalações com tecnologias de geração hidroelétrica e termoelétrica: os requisitos relativos à geração/absorção de potência reativa, necessários para unidades geradoras de usinas hidroelétricas e termoelétricas, constantes no item 4.2.5. ; e
- (b) instalações com tecnologias de geração eólica e fotovoltaica: devem atender todos os requisitos relativos ao atendimento de fator de potência e geração/absorção de potência reativa, necessários para centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas, constantes no item 5.2.2. , fazendo uma superposição dos requisitos individuais de cada uma das fontes (eólica e fotovoltaica). Estes requisitos devem ser referenciados ao ponto de fronteira em que a instalação com tecnologia de geração eólica/fotovoltaica passa a compartilhar o sistema de transmissão de interesse restrito com a instalação com tecnologia de geração hidroelétrica/termoelétrica, conforme esquema da Figura 15.



Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

Figura 15 – Ponto de referência: fronteira entre o sistema exclusivo da central geradora eólica ou fotovoltaica e o sistema de conexão compartilhado entre as usinas EOL ou UFV e UHE ou UTE.

7. CONEXÃO DE CARGA

7.1. Aspectos gerais

7.1.1. Os requisitos técnicos mínimos para conexão de carga devem ser atendidos por:

- (a) consumidores ou autoprodutores de energia elétrica cuja carga máxima supere a geração própria, com Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST); e
- (b) agentes de distribuição que se conectam às instalações de transmissão sob responsabilidade de agente de transmissão.

7.1.2. Mediante avaliação técnica do ONS, podem ser admitidas condições particulares do comportamento da carga, desde que não prejudiquem, sob qualquer hipótese, a operação dos outros agentes conectados às instalações de transmissão.

7.1.3. O acessante deve adotar as medidas necessárias para que, no ponto de conexão às instalações de transmissão sob responsabilidade de agente de transmissão, não haja ultrapassagem da faixa de fator de potência estabelecida no item 7.3 deste submódulo, nem superação dos limites dos indicadores de QEE, conforme estabelecido no Submódulo 2.9 e Submódulo 9.7.

7.1.3.1. Se os limites individuais de QEE, estabelecidos no Submódulo 2.9, forem superados por agente de distribuição, a ação corretiva deve se basear em solução de mínimo custo global, consideradas as possíveis obras nas instalações de transmissão e de distribuição.

7.2. Condições de conexão

7.2.1. Na conexão às instalações de transmissão sob responsabilidade de agente de transmissão, o acessante deve assegurar que:

- (a) suas instalações atendam às normas técnicas da ABNT no que for aplicável e, na sua falta, às normas técnicas da IEC e ANSI, nessa ordem de preferência;
- (b) os seus disjuntores de fronteira sejam capazes de interromper, sem risco para o sistema, as correntes de curto-circuito no ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão;
- (c) seus equipamentos sejam capazes de operar satisfatoriamente, sem danificação ou perda de vida útil, com os níveis de tensão da Rede Básica na frequência fundamental dentro da faixa de variação definida no Submódulo 2.3;
- (d) os sistemas de proteção de suas instalações eliminem os defeitos, operando com efetividade e segurança e em coordenação com as proteções das instalações de transmissão;
- (e) sua carga seja adequadamente distribuída entre as fases; e
- (f) a sua carga participe de medidas operativas para gerenciamento de cargas e de SEP, incluindo o Esquema Regional de Alívio de Carga por Subfrequência (ERAC), nos montantes de cargas disponibilizadas para corte e ajustes previamente definidos para cada estágio, conforme estabelecido pelo ONS para a área geo-elétrica onde a conexão está inserida, conforme Submódulo 7.5 e Submódulo 6.14 – Monitoramento dos Esquemas Regionais de Alívio de Carga.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

7.2.2. Caso a carga do agente acessante tenha característica não linear ou especial, o acessante deve fazer análises específicas no tocante à elaboração de um estudo de desempenho harmônico, para avaliação do grau de influência dessas cargas no desempenho das instalações de transmissão.

7.2.3. O acessante deve realizar, quando requeridos, estudos de proteção, flutuação de tensão, distorção harmônica, estabilidade eletromecânica, curto-circuito mínimo, dentre outros para avaliar a necessidade de instalação de equipamentos de correção/proteção, considerando-se os seguintes aspectos:

- (a) comprometimento da segurança do sistema (por exemplo, contribuições para faltas no SIN não percebidas pela proteção das instalações do acessante); e
- (b) limites dos indicadores de desempenho quanto à QEE definidos nos Procedimentos de Rede, conforme Submódulo 2.9, Submódulo 6.15, Submódulo 7.8 e Submódulo 9.7.

7.2.4. Se o acessante requerer desempenho diferenciado com respeito à QEE, relativamente aos limites globais dos indicadores de desempenho estabelecidos no Submódulo 2.9, e o ONS aceitar tal solicitação, o acessante deve arcar com os custos adicionais necessários para a adequação das instalações de transmissão sob responsabilidade de agente de transmissão ao seu nível de exigência.

7.2.4.1. A adequação requerida deve estar embasada em estudos de viabilidade técnica e os respectivos custos devem ser previstos especificadamente no Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão (CCT).

7.3. Fator de potência

7.3.1. No ponto de conexão às instalações de transmissão sob responsabilidade de agente de transmissão, o acessante deve manter o fator de potência nas faixas especificadas na Tabela 4.

7.3.1.1. Os dados para o cálculo do fator de potência são fornecidos pelo Sistema de Medição para Faturamento (SMF), conforme Submódulo 2.14 – Requisitos mínimos para Sistemas de Medição para Faturamento.

Tabela 4 – Faixa de fator de potência no ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão

Tensão nominal do ponto de conexão	Faixa de fator de potência
$V_n \geq 345 \text{ kV}$	0,98 indutivo a 1,0
$69 \text{ kV} \leq V_n < 345 \text{ kV}$	0,95 indutivo a 1,0
$V_n < 69 \text{ kV}$	0,92 indutivo a 1,0 0,92 capacitivo a 1,0

7.3.2. A operação de chaveamento de banco de capacitores instalado para correção de fator de potência não deve provocar fenômenos transitórios ou ressonâncias que prejudiquem o desempenho das instalações de transmissão ou de agentes nelas conectados.

7.3.2.1. O acessante deve realizar estudos específicos complementares que avaliem o impacto dessas manobras no desempenho das instalações de transmissão e de seus usuários.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

8. CONEXÃO DAS INSTALAÇÕES DE INTERESSE RESTRITO DE AGENTES DE IMPORTAÇÃO/EXPORTAÇÃO PARA INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL

8.1. Capacidade de transmissão

8.1.1. Deve ser analisada a conveniência da interligação operar com fluxo de potência ativa em ambos os sentidos e definido o nível previsto de potência ativa para cada sentido.

8.1.2. As estações conversoras conectadas ao SIN devem ser autossuficientes em termos de potência reativa.

8.1.3. No caso de interligações que envolvem linhas em CA, deve-se estabelecer, em contrato, um limite para o intercâmbio de potência reativa entre o ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão e a interligação propriamente dita. Esse limite deve ser definido de tal modo que sejam preservados os sistemas das partes envolvidas.

8.2. Desempenho dinâmico

8.2.1. A introdução de qualquer interligação não pode degradar o desempenho dinâmico do sistema existente.

8.2.2. O ajuste do sistema de controle da interligação não pode reduzir o grau de amortecimento dos modos de oscilação de potência do sistema, durante contingências.

8.2.3. A critério do ONS, a implementação de métodos para a melhoria do desempenho dinâmico do sistema existente, por meio de sistemas de controle da interligação em CC – como, por exemplo, a modulação da potência CC –, deve ser acordada com o responsável pelas instalações de interligação internacional.

8.3. Controle de tensão

8.3.1. A operação da interligação não deve ocasionar no ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão variações de tensão que excedam os limites admissíveis estabelecidos no Submódulo 2.3, tanto em condição normal, como durante distúrbios.

8.4. Interferência harmônica

8.4.1. A operação da interligação não deve ocasionar no ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão distorções de tensão harmônica individual e total que excedam os limites especificados no Submódulo 2.9.

8.5. Operação monopolar com retorno pela terra

8.5.1. A operação monopolar com retorno pela terra, admitida em condições especiais, não pode ocasionar nenhum dano ou mau funcionamento nos equipamentos ou instalações existentes na região próxima às instalações de CC.

8.6. Outros aspectos

8.6.1. Quanto ao sistema de supervisão e controle, devem ser atendidos os requisitos estabelecidos no Submódulo 2.12.

8.6.2. No que diz respeito às interligações internacionais em corrente contínua, com tecnologia LCC (*Line Commutated Converter*), devem ser atendidos os requisitos estabelecidos no Submódulo 2.8 – Requisitos mínimos para elos em corrente contínua, observado o Submódulo 2.3.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

8.6.3. Tendo em vista a otimização da expansão da Rede Básica, o ONS pode:

- (a) definir pontos de passagem da linha CA; e
- (b) indicar a localização da subestação conversora em território brasileiro.

9. CONEXÃO EM DERIVAÇÃO (TAPE) NA REDE BÁSICA

9.1. Condições gerais

9.1.1. São admitidas, em caráter provisório e para condições especiais, conexões em derivação em linha de transmissão (LT) de 230 kV integrante da Rede Básica, desde que:

- (a) não seja para conexão de central geradora;
- (b) atendam aos requisitos técnicos mínimos estabelecidos neste submódulo;
- (c) estejam em conformidade com o Módulo 2 – Critérios e Requisitos e não comprometam a segurança do sistema;
- (d) não sejam feitas em instalações onde a confiabilidade é crítica, como por exemplo, interligações inter-regionais, internacionais e entre submercados; e
- (e) perdurem por um período máximo de 18 (dezoito) meses e estejam condicionadas à apresentação pelo acessante do cronograma de implantação da conexão definitiva em seccionamento da LT acessada.

9.1.1.1. Quanto à continuidade de suprimento ao acessante:

- (a) a conexão em tape pode ser utilizada em casos especiais quando o acessante admitir menor confiabilidade de suprimento e não comprometer a confiabilidade dos demais acessantes atendidos pela LT; e
- (b) em função desse tipo de conexão, as eventuais perdas de suprimento, por indisponibilidade programada ou não da LT, são assumidas pelo acessante.

9.1.2. Deve ser verificado o impacto da conexão em derivação sobre os usuários da Rede Básica.

9.1.3. Não são admitidas conexões em derivação em LT integrante da Rede Básica em tensão superior a 230 kV.

9.1.4. Quanto às conexões em derivação existentes:

- (a) o ONS pode propor à ANEEL, com base em diagnóstico e em análise de custo/benefício, ações para adequação dessas conexões aos requisitos técnicos estabelecidos neste submódulo; e
- (b) quando for o caso, a ANEEL estabelece os prazos para o cumprimento das ações aprovadas.

9.1.5. O acessante só pode ser conectado em derivação à Rede Básica se:

- (a) a configuração da conexão for radial;
- (b) o(s) transformador(es) não sejam aterrado(s) no lado de alta tensão;
- (c) não houver motores síncronos de potência superior a 5.000 kW na instalação do acessante; e
- (d) não houver geradores de energia elétrica operando sincronizados com o sistema do acessante.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

9.1.5.1. Dessa forma, não deve haver a possibilidade de:

- (a) fechamento de anel com o SIN.
- (b) inversão do sentido das correntes elétricas, mesmo em condições transitórias de curto-circuito, provocadas por unidades síncronas conectadas ao sistema do acessante.

9.2. Instalações de conexão

9.2.1. A configuração do ramal dependerá dos carregamentos dos circuitos existentes e da confiabilidade da Rede Básica.

9.2.1.1. Sob o ponto de vista da confiabilidade da Rede Básica, deve ser detalhadamente analisada a questão da proteção de LT, especialmente quanto ao comprimento do ramal de conexão em relação ao comprimento da LT acessada.

9.2.2. A conexão em derivação deve ser obrigatoriamente trifásica.

9.2.3. O ramal de ligação em tape deve ser concebido de forma a não afetar a confiabilidade da Rede Básica.

9.2.4. O estudo de topografia e o trajeto do ramal de ligação, assim como o arranjo de torres e a configuração de condutores por fase, devem ser submetidos à aprovação do agente de transmissão acessado e devem ser utilizados critérios iguais aos utilizados para a LT onde será construída a derivação.

9.2.4.1. Podem ser exigidos critérios de projeto mais rígidos do que os da LT acessada, caso o trajeto do ramal proposto pelo consumidor seja mais desfavorável em termos de topografia, atividades urbanas, pecuárias ou agrícolas, agressividade natural ou industrial, etc.

9.2.5. Os pontos de derivação (*fly-tap*) devem ser construídos com estruturas autossustentadas.

9.2.6. Os ramais devem ser dotados de cabos para-raios que proporcionem padrão de proteção contra descargas atmosféricas igual ao utilizado na LT acessada.

9.2.7. O arranjo da subestação do acessante deve ser concebido de forma a não comprometer a confiabilidade da Rede Básica nos períodos de operação normal, saída forçada e também as programadas para manutenção.

9.2.8. O arranjo deve ter chaves seccionadoras capazes de isolar a subestação da LT.

9.2.9. O projeto da subestação do acessante deve atender aos critérios do agente de transmissão acessado.

9.2.10. Para a fase definitiva do acesso com seccionamento de LT, cabe ao acessante adequar os sistemas de medição para faturamento, proteção, telecomunicações e supervisão e controle, aos padrões e requisitos estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

9.3. Sistemas de proteção

9.3.1. O acessante deve arcar com os custos relativos à substituição dos sistemas de proteção das LT da Rede Básica ou à instalação de esquemas de proteção adicionais, decorrentes da conexão em derivação.

9.3.2. A proteção dos componentes da subestação do acessante deve assegurar eliminação sem retardo intencional de todos os curtos-circuitos internos detectáveis pela proteção de retaguarda remota dos terminais originais da LT.

9.3.3. O acessante deve providenciar os meios locais para compatibilizar o esquema de teleproteção instalado na LT com a adição de mais um terminal. Isso inclui equipamentos como filtros de onda, transformadores de corrente e dispositivos capacitivos de potencial, bem como relés de proteção específicos e equipamentos de comunicação e teleproteção.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

9.3.4. No caso da conexão inviabilizar a aplicação do esquema de teleproteção instalado, cabe ao acessante custear a substituição do esquema de teleproteção existente, conforme requisitos e especificações do acessado, inclusive com relação a fornecimento de sobressalente e ferramentas especiais.

9.3.4.1. A inviabilização ocorre, por exemplo, com proteções baseadas em ondas trafegantes e pode ocorrer com certos esquemas diferenciais longitudinais e com algumas lógicas de teleproteção.

9.3.5. Algumas conexões podem requerer também a troca do meio de comunicação, por exemplo de onda portadora para microondas ou fibra ótica, cabendo os respectivos custos ao acessante.

9.3.6. A conexão não pode inviabilizar a utilização do tipo de religamento automático empregado na LT.

10. ARRANJO DE BARRAMENTO

10.1. Acesso às instalações de transmissão sob responsabilidade de agente de transmissão

10.1.1. No caso de conexão em uma subestação sob responsabilidade de agente de transmissão, o acessante deve seguir o arranjo de barramento da referida subestação.

10.1.1.1. Caso o arranjo da subestação acessada não atenda ao requisito definido no item 3.1.1 do Submódulo 2.6 – Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos, o acessante deve adequar sua conexão quando da adequação da subestação a esses requisitos. Essa obrigação do acessante deve constar do respectivo CCT.

10.1.2. Para conexão por meio de seccionamento de LT da Rede Básica ou das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica, o arranjo de barramento da subestação a ser integrada deve observar o requisito definido no item 3.1.1 do Submódulo 2.6.

10.1.2.1. Em tensão igual ou superior a 345 kV, os vãos de entrada de linha associados ao seccionamento devem ser instalados no mesmo módulo de infraestrutura de manobra correspondente ao arranjo final da subestação do acessante.

10.1.2.2. A conexão pode ter arranjo de barramento inicial em anel simples, até o limite de quatro conexões, considerando aquelas do seccionamento da LT, e deve-se atender aos seguintes pontos:

- (a) o arranjo físico desse barramento deve ser projetado de forma a permitir a evolução para o arranjo de barramento estabelecido no item 3.1.1 do Submódulo 2.6;
- (b) as conexões não devem comprometer o desempenho sistêmico da Rede Básica, limitar a operação da Rede Básica ou das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica, tampouco impor restrições às instalações a elas conectadas;
- (c) no caso de compartilhamento entre agentes de geração, de importação/exportação e/ou consumidores, os custos do disjuntor central da subestação com arranjo de barramento disjuntor e meio, e demais equipamentos e instrumentos a ele associados devem ser igualmente divididos entre as partes, sendo responsabilidade pela operação do disjuntor central estabelecida no CCT;
 - (1) se o referido compartilhamento envolver uma transmissora, a responsabilidade pelo disjuntor compartilhado e demais equipamentos e instrumentos a ele associados é do agente de transmissão e, caso o disjuntor já exista, este deve ser transferido, sem ônus, à transmissora;
- (d) o primeiro acessante deve adequar sua conexão quando da adequação da subestação ao requisito definido no item 3.1.1 do Submódulo 2.6; e

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

- (e) as obrigações dos agentes e/ou consumidores devem estar dispostas nos respectivos CCT e/ou Contrato de Compartilhamento de Instalações (CCI).

10.2. Subestações de uso exclusivo de agente de geração, de importação/exportação ou consumidor com conexão às instalações de transmissão sob responsabilidade de agente de transmissão

10.2.1. Subestações com isolamento a ar devem adotar uma das seguintes configurações para os arranjos de barramento, em função de sua classe de tensão:

- (a) barramentos de tensão inferior a 230 kV: arranjo barra simples, com possibilidade de evolução para arranjo barra principal e transferência, ou arranjo barra principal e transferência;
- (b) barramentos de tensão igual a 230 kV: arranjo barra principal e transferência, com possibilidade de evolução para arranjo barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves, ou arranjo barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves; e
- (c) barramentos de tensão igual ou superior a 345 kV: arranjo em anel para subestações com até 6 (seis) conexões de LT e/ou equipamentos, com possibilidade de evolução para arranjo barra dupla com disjuntor e meio, ou arranjo barra dupla com disjuntor e meio para subestações com número de conexões superior a 6 (seis).

10.2.2. O vão de entrada de linha na subestação sob a responsabilidade do agente deve ser concebido e operado com uso de disjuntor.

10.2.3. O arranjo físico do barramento das subestações com isolamento a ar deve ser projetado de forma que:

- (a) viabilize a evolução para o arranjo de barramento definido no item 3.1.1 do Submódulo 2.6 e possível futura expansão; e
- (b) as conexões não comprometam o desempenho sistêmico da Rede Básica, limitem a operação da Rede Básica ou das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica, tampouco imponham restrições às instalações a elas conectadas.

10.2.4. Arranjos de barramentos alternativos com outras tecnologias de isolamento (SF6, por exemplo) podem ser propostos, em conformidade com os itens 3.1.2 e 3.1.3 do Submódulo 2.6.

10.2.5. Caso seja verificado nos estudos definidos pelo ONS ou pela EPE a necessidade de evolução dos arranjos de barramento da subestação de uso exclusivo no horizonte de 5 (cinco) anos para aqueles definidos no item 3.1.1 do Submódulo 2.6, a subestação deve ser implementada em seu arranjo final.

11. ÁREA DA SUBESTAÇÃO

11.1. Acesso às instalações de transmissão sob responsabilidade de agente de transmissão

11.1.1. No caso de acesso às instalações de transmissão sob responsabilidade de agente de transmissão por agente de geração, de distribuição, de importação/exportação ou consumidor, para conexão por meio de seccionamento de LT, a subestação com isolamento a ar deve ter pelo menos a área mínima, observado o maior nível de tensão da subestação (V_{max}):

- (a) $V_{max} < 88$ kV: 8.000 m²;
- (b) 88 kV $\leq V_{max} \leq 138$ kV: 15.000 m²;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2023.10	01/11/2023

- (c) $138 \text{ kV} < V_{\text{max}} \leq 230 \text{ kV}$: 25.000 m²;
- (d) $230 \text{ kV} < V_{\text{max}} \leq 345 \text{ kV}$: 100.000 m²; ou
- (e) $V_{\text{max}} \geq 440 \text{ kV}$: 140.000 m².

11.2. Subestações de uso exclusivo de agente de geração, de importação/exportação ou consumidor com conexão às instalações de transmissão

11.2.1. Caso seja verificado nos estudos definidos pelo ONS ou pela EPE a necessidade de especificação de área mínima, a subestação deve ser implementada com a área mínima especificada.

12. REFERÊNCIAS

- [1] IEC. *Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems*. IEC/TR 61000-3-6.
- [2] ANEEL. Resolução Normativa nº 954, de 30 de novembro de 2021.
- [3] ANEEL. Resolução Normativa nº 1.055, de 29 de dezembro de 2022. Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 5 – Acesso ao Sistema.
- [4] Relatório ONS RE 3/0081/2015 – Filosofias de Proteção das Unidades Geradoras.