

## Submódulo 2.10

# Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão

<b>Requisitos</b>
-------------------

<b>Revisão</b>	<b>Motivo da revisão</b>	<b>Data de aprovação</b>
<b>2020.12</b>	<b>Resolução Normativa nº 903/2020</b>	<b>08/12/2020</b>

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

**ÍNDICE**

<b>1. OBJETIVO</b> .....	<b>4</b>
<b>2. REQUISITOS GERAIS</b> .....	<b>4</b>
<b>3. SISTEMAS DE PROTEÇÃO, SUPERVISÃO E CONTROLE, MEDIÇÃO, TELECOMUNICAÇÕES E CONTROLE DAS INSTALAÇÕES DE CONEXÃO</b> .....	<b>5</b>
3.1. Sistemas de proteção, de registro de perturbações e de telecomunicações para teleproteção ..	5
3.2. Sistemas de supervisão e controle para a operação .....	6
3.3. Sistemas de medição para faturamento .....	6
3.4. Sistemas de telecomunicações.....	6
3.5. Sistemas de controle .....	6
<b>4. CONEXÃO DE USINAS HIDROELÉTRICAS E TERMOELÉTRICAS</b> .....	<b>6</b>
4.1. Aspectos gerais.....	6
4.2. Requisitos técnicos gerais .....	8
4.3. Sistema de excitação .....	10
4.4. Regulação primária de frequência .....	13
4.5. Regulação secundária de frequência.....	15
4.6. Sistema de proteção para as unidades geradoras.....	15
4.7. Sistema de registro de perturbação para as unidades geradoras.....	16
4.8. Serviços auxiliares para as usinas geradoras.....	16
4.9. Solicitações de curto-circuito .....	17
<b>5. CONEXÃO DE CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS E FOTOVOLTAICAS</b> .....	<b>18</b>
5.1. Aspectos gerais.....	18
5.2. Requisitos técnicos gerais .....	19
5.3. Variação de tensão em regime permanente.....	24
5.4. Instabilidade de tensão .....	24
5.5. Sistema de proteção para centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas .....	24
5.6. Sistema de registro de perturbações para centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas .....	24
5.7. Suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas.....	24
5.8. Injeção de corrente reativa sob defeito .....	25
5.9. Tomada de carga .....	26

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão</b>	<b>2.10</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>
<b>6. CONEXÃO DE CARGA.....</b>				<b>26</b>
6.1. Aspectos gerais.....				26
6.2. Condições de conexão.....				26
6.3. Fator de potência .....				27
<b>7. CONEXÃO DAS INSTALAÇÕES DE INTERESSE RESTRITO DE AGENTES DE IMPORTAÇÃO/EXPORTAÇÃO PARA INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL.....</b>				<b>28</b>
7.1. Capacidade de transmissão.....				28
7.2. Desempenho dinâmico.....				28
7.3. Controle de tensão .....				28
7.4. Interferência harmônica.....				28
7.5. Operação monopolar com retorno pela terra.....				28
7.6. Outros aspectos.....				29
<b>8. CONEXÃO EM DERIVAÇÃO (TAPE) NA REDE BÁSICA .....</b>				<b>29</b>
8.1. Condições gerais.....				29
8.2. Instalações de conexão .....				30
8.3. Sistemas de proteção .....				31
<b>9. ARRANJO DE BARRAMENTO .....</b>				<b>31</b>
9.1. Acesso às instalações de transmissão sob responsabilidade de agente de transmissão .....				31
9.2. 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 ..				32
<b>10. ÁREA DA SUBESTAÇÃO .....</b>				<b>33</b>
10.1. Acesso às instalações de transmissão sob responsabilidade de agente de transmissão .....				33
10.2. Subestações de uso exclusivo de agente de geração, de importação/exportação ou consumidor com conexão às instalações de transmissão .....				33
<b>11. REFERÊNCIAS .....</b>				<b>33</b>

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

## 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 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.

1.2. Este submódulo também tem como objetivo apresentar os requisitos técnicos mínimos 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 devem 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.

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.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

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 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.

### 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.

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.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

### 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.

## 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 às:

- (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

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão</b>	<b>2.10</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

- (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. 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 4.2.2. 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 4.2.2. 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.

4.1.4. 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.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão</b>	<b>2.10</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

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.

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

4.1.9. 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.

4.1.9.1. 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.

4.1.10. 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.

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

- (a) operação entre 56 e 66 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos;
- (b) operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 20 segundos;
- (c) operação entre 58,5 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados; e
- (d) operação acima de 63 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos.

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

- (a) operação entre 57 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos;
- (b) operação abaixo de 57,5 Hz por período de tempo mínimo de 5 segundos;
- (c) operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos;
- (d) operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados; e



Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

(e) operação acima de 61,5 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos (a temporização da proteção de desligamento por sobrefrequência é definida com base em avaliação do desempenho dinâmico, para garantir a segurança operativa do SIN).

4.2.2.1. Em casos excepcionais, pode ser proposta pelo agente de geração, para análise do ONS, a operação de usina termoeétrica em condições diferentes das acima estabelecidas, desde que:

- (a) atenda obrigatoriamente ao requisito mencionado no item 4.2.2. (d);
- (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; e
- (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.

4.2.3. 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.

4.2.4. Geração/absorção de potência reativa:

- (a) A unidade geradora deve ser capaz de operar com fator de potência dentro da faixa de 0,90 capacitivo (sobreexcitado) a 0,95 indutivo (subexcitado), de modo a participar efetivamente no controle da tensão do sistema, aumentando as margens de estabilidade de tensão.

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

- (a) operação entre 0,90 e 1,05 p.u. da tensão nominal 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.

4.2.6. Desempenho durante curto-circuito trifásico:

- (a) Cada unidade geradora e seus serviços auxiliares devem suportar, sem serem desligados, redução instantânea para até 25% da tensão nominal de geração com duração de 0,20 s, seguida de um aumento linear para 95% da tensão nominal de geração em 0,55 s, conforme Figura 1.

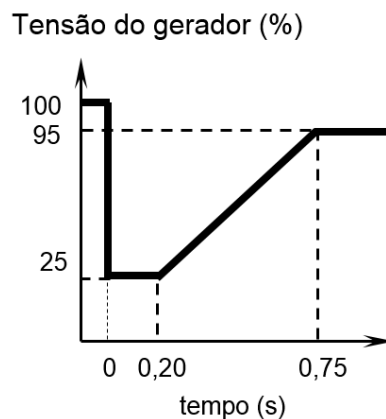


Figura 1 - Variação da tensão do gerador durante curtos-circuitos e afundamentos de tensão

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

4.2.7. 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.

4.2.8. 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 perfeitamente 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;
- (b) controle manual da excitação do gerador;
- (c) transição suave de controle automático para controle manual e vice-versa;
- (d) compensação de corrente reativa;
- (e) estabilizador de sistemas de potência (sinal adicional estabilizante);
- (f) rápida desexcitação do campo do gerador;
- (g) polarização do campo para a elevação inicial da tensão do gerador (excitação inicial);
- (h) limitação automática da relação Volt/Hertz;
- (i) limitação automática da excitação em valores máximo e mínimo ( $E_{fd_{m\acute{a}x}}$  e  $E_{fd_{m\acute{i}n}}$ );
- (j) capacidade transitória de tensão negativa; e
- (k) desempenho automático das funções que são requeridas pelas sequências de controle automático de partida e parada, do grupo turbina-gerador.

#### 4.3.2. Excitatriz da unidade geradora

4.3.2.1. Capacidade nominal de excitação:

- (a) A capacidade de condução de corrente contínua (CC) não deve ser inferior a 110% da corrente de excitação necessária para manter o gerador operando com potência máxima e 105% de tensão nominal.

4.3.2.2. A tensão de teto deve obedecer:

- (a) teto positivo: não menor que 2,5 vezes a tensão de campo nominal (nas condições nominais de potência ativa, tensão e fator de potência); e
- (b) teto negativo: não menor que 80% do teto positivo.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

4.3.2.2.1. O valor 1,0 pu de tensão corresponde à tensão de campo necessária para gerar a tensão nominal na linha do entreferro a vazio.

4.3.2.3. O tempo de resposta de tensão de campo deve ser menor ou igual a 0,1 s.

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

- (a) máquina a vazio;
- (b) desconectada da rede;
- (c) operando à tensão de campo nominal; e
- (d) aplicando um degrau na referência do regulador de tensão para levar o sistema de excitação à tensão de teto no menor tempo possível.

4.3.2.4. O máximo valor da curva de resposta da tensão terminal (*overshoot*) deve ser menor ou igual a 10%.

4.3.2.5. O tempo de estabilização da tensão terminal deve ser menor ou igual a 1 s.

4.3.2.5.1. Define-se o tempo de estabilização da tensão terminal como o tempo necessário para que a resposta da tensão terminal ao ensaio de degrau na referência do regulador de tensão com a máquina em vazio alcance e permaneça dentro da faixa de  $\pm 2\%$  do valor final.

4.3.2.6. A capacidade contínua do transformador de excitação não deve ser menor que o requerido quando a excitatriz estiver operando continuamente.

4.3.2.7. O sistema de excitação de cada gerador deve ser totalmente independente, ou seja, não deve depender de outro gerador nem de alimentação auxiliar externa em corrente alternada (CA), exceto para:

- (a) a excitação inicial do campo;
- (b) os serviços auxiliares que sejam essenciais à partida do gerador ou não a limitem; e
- (c) os ensaios.

### 4.3.3. Regulador de tensão da unidade geradora

4.3.3.1. Controle de tensão:

- (a) O sistema de excitação deve ser capaz de manter a tensão do gerador dentro dos limites especificados, com o regulador de tensão operando em modo automático e com umidade relativa do ar a 100% e temperatura na faixa de  $-5^{\circ}\text{C}$  a  $50^{\circ}\text{C}$ .
- (b) A tensão nas 3 fases 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:
  - (1) qualquer valor de corrente de carga e de excitação dentro da faixa de operação do gerador;
  - (2) qualquer valor de tensão terminal do gerador compreendida entre 90 a 110% da tensão nominal, quando o gerador estiver sem carga; e
  - (3) qualquer frequência na faixa de  $\pm 5\%$  do valor nominal;
- (c) Em caso de rejeição de carga nos terminais do gerador que estiver operando dentro de sua curva de capacidade, a tensão terminal:
  - (1) não deve exceder o valor máximo de 120% do valor ajustado;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

(2) deve ser rapidamente restabelecida para um valor compreendido entre  $\pm 5\%$  do valor ajustado, em um tempo inferior a 0,5 s após a ocorrência da rejeição; e

(3) 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, com a velocidade máxima igual à sobrevelocidade admissível do conjunto gerador turbina; e

(d) A tensão terminal nas três fases 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.

4.3.3.2. Tensão de teto sob condições de defeitos: a tensão de campo da excitatriz estática deve ser mantida em valor superior a 80% da tensão de campo à carga nominal, durante defeitos do lado de alta tensão do transformador elevador, supondo-se que a tensão terminal tenha sido reduzida a 35% da tensão nominal, por um período de 15 ciclos.

4.3.3.3. Sensibilidade: com o gerador operando à frequência, tensão e corrente nominais, o regulador de tensão da excitatriz estática deve permitir ajustes para a tensão de teto ser atingida, quando houver variação, em grau, de 2% na tensão de referência do regulador.

#### 4.3.4. Equipamentos do sistema de excitação da unidade geradora

4.3.4.1. Cada sistema de excitação deve contar com um conjunto independente de equipamentos destinados à excitação inicial dos geradores que atenda às seguintes exigências:

- (a) permita a ligação da excitação inicial do campo e o seu desligamento automático, quando a tensão do estator tiver atingido um nível adequado; e
- (b) os equipamentos devem, no mínimo, ter:
  - (1) dispositivo limitador de corrente; e
  - (2) dispositivo de proteção do circuito.

4.3.4.2. A configuração completa do sistema de excitação deve ser constituída de módulos de ponte retificadora trifásica, conectados em paralelo, de modo a atender no mínimo às seguintes exigências operacionais:

- (a) a corrente deve ser dividida equitativamente nos vários tiristores 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.

4.3.4.3. Em termos de circuitos de controle, devem ser previstos os seguintes dois canais independentes:

- (a) canal manual: permite o controle manual da excitação; e
- (b) canal automático: efetua a regulação automática da tensão terminal do gerador.

4.3.4.4. Controle manual da excitação e regulação automática de tensão:

- (a) O regulador automático de tensão deve ser equipado, no mínimo, com os seguintes limitadores de ação contínua:
  - (1) excitação mínima: atua sempre que a corrente de campo atingir valores abaixo dos quais a máquina possa perder o sincronismo.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

(2) excitação máxima: limita automaticamente a corrente de campo a um valor máximo permitido para o sistema de excitação e enrolamento de campo. 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 para proteção das pontes de tiristores; e

(3) limitador Volt/Hertz: evita sobrefluxo no gerador, transformador elevador e transformador de excitação, causado por subfrequência e sobretensão.

(b) A atuação desses limitadores deve ser estável, instantânea, normalmente com faixa ajustável entre 1,0 e 1,3 p.u. com um amortecimento e pequeno tempo de estabilização e deve ser coordenada dinamicamente com a atuação do sistema de proteção.

4.3.4.5. Compensador de corrente ou potência reativa: deve haver uma função de compensação de potência reativa com o objetivo de melhorar a regulação do barramento de alta tensão da usina. O grau de compensação deve ser de 0 a 10%, positiva ou negativa.

4.3.4.6. Sinal adicional estabilizante (SAE):

(a) A estrutura ideal para o SAE 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.

(b) Deve prever um algoritmo de bloqueio automático por:

(1) nível de potência;

(2) desvio de frequência;

(3) estado do disjuntor da máquina; e

(4) sobretensão.

(c) A reconexão automática do SAE deve ser feita quando as condições de bloqueio não mais existirem.

(d) A saída do SAE deve ter limites ajustáveis.

4.3.4.7. Função seguidor (*follow up*): deve haver uma função de acompanhamento que ajuste continuamente a posição do módulo de ajuste de referência manual, para garantir a transição suave do controle de excitação do modo automático para o manual.

#### 4.4. Regulação primária de frequência

4.4.1. O controle primário de frequência, que é executado pelos reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, deve limitar a variação de frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre carga e geração.

4.4.2. No caso de usinas termoelétricas que operam em ciclo combinado, os requisitos técnicos aplicam-se à instalação como um todo.

4.4.3. As características e o desempenho do sistema de regulação primária de frequência devem ser adequados ao projeto do gerador, conforme requisitos técnicos de desempenho e operacionais listados a seguir:

(a) Estatismo permanente: ajustável entre 2 e 8%;

(b) Estatismo transitório: ajustável entre 10 e 500%;

(c) Banda morta: menor ou igual a  $\pm 0,04$  Hz;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

- (d) Tempo de estabilização na operação em rede isolada das unidades: menor que 60 s.
- (1) É definido como o tempo necessário para a velocidade da unidade geradora permanecer acima de 95% e abaixo de 105% de seu valor final.
- (e) Tempo de resposta na operação em rede isolada: menor que 9 s.
- (1) É definido como o tempo necessário para a velocidade da unidade geradora atingir 90% do valor final, quando sujeita a um degrau de variação de frequência na referência de velocidade do regulador de velocidade com a malha de frequência aberta.
- (i) Esse requisito geralmente é verificado por meio de simulações, por ser difícil estabelecer condições operativas isoladas.
- (ii) A Figura 2 apresenta a resposta geral esperada decorrente da ação do regulador.

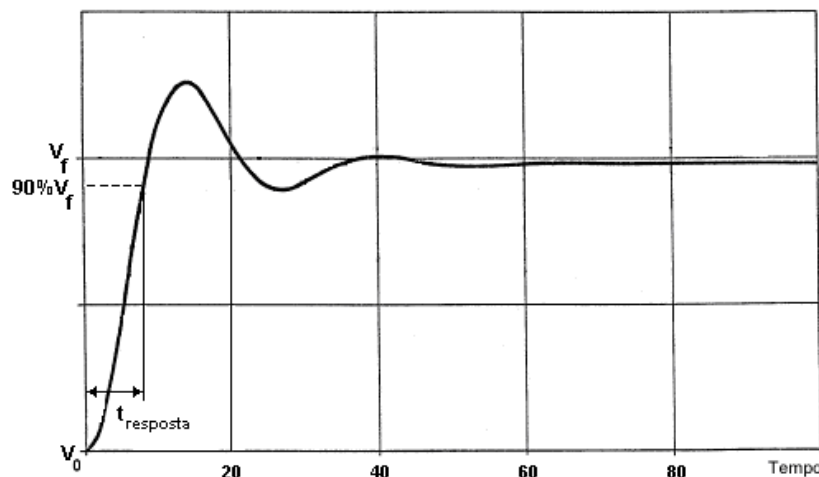


Figura 2 – Resposta esperada da ação do regulador

- (f) Ajuste do regulador de velocidade na condição de operação interligada: o tempo de resposta e estabilização deve satisfazer também a condição de operação isolada.
- (g) Ajuste do regulador de velocidade na condição de operação em vazio: admite-se um ajuste diferenciado do regulador de velocidade para a operação em vazio, uma vez que é possível determinar tal condição por meio da posição de chaves e disjuntores. Por outro lado, a condição de operação isolada não pode ser detectada facilmente.
- (h) Desempenho fora das condições nominais de tensão e frequência: o sistema de regulação da frequência deve obedecer aos requisitos acima, dentro das faixas de variação de frequência relacionadas no item 4.2 e de tensão admitidas para o gerador.
- (i) Controle conjunto de potência, caso exista: deve ter a capacidade de equalizar a geração entre as unidades sob controle.
- (j) Desempenho em condições de rejeição de carga: deve ser capaz de controlar a velocidade da unidade geradora, em caso de rejeição total de carga, para evitar seu desligamento por sobrevelocidade.

#### 4.5. Regulação secundária de frequência

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão</b>	<b>2.10</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

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.

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) assegurar, para as funções de ambas as proteções que possam atuar para falhas externas à unidade geradora, a seletividade destas atuações.

#### 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:

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão</b>	<b>2.10</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

- (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 definida pelo ONS como de interesse para os corredores de restabelecimento do SIN devem ser especificados de modo a garantir o suprimento das cargas essenciais, para manter o seu funcionamento e das suas instalações de transmissão de interesse restrito durante a ocorrência de distúrbios que causem variações extremas de tensão e de frequência.

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.

4.8.2.1. Estão sujeitas a serem classificadas como de autorrestabelecimento:

- (a) todas as usinas hidroelétricas com potência instalada igual ou superior a 400 MW; e
- (b) a critério do ONS, usinas hidroelétricas com potência inferior a 400 MW ou termoelétricas, em função de sua localização geoeletrica e influência no sistema da região de interesse.

4.8.3. Na concepção dos sistemas de alimentação CC e CA, deve ser considerada a disponibilidade geral dos serviços auxiliares de 99,98%, tendo como valor de referência o somatório dos últimos 12 meses. Isso implica em uma 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.



Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão</b>	<b>2.10</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

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;
- (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

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

- (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 de Ampliações e Reforços (PAR).

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 5.2.1. ;
- (b) aos requisitos de suportabilidade a subtensões, indicados no item 5.7 (*fault ride-through*) deste submódulo; e
- (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.

5.1.3. A operação de centrais geradoras eólicas ou de centrais geradoras fotovoltaicas nas 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. Todas as condições inerentes à operação de centrais geradoras eólicas e de centrais geradoras fotovoltaicas – operação em regime permanente, desligamento, conexão e transição (turbina com dois aerogeradores para dupla velocidade, ou mudança do número de polos) – devem ser consideradas na avaliação do seu desempenho quanto a QEE.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

5.1.4.1. Para avaliações preliminares, a norma [1] oferece subsídios quanto à combinação dos efeitos do conjunto de aerogeradores integrantes da central geradora eólica.

5.1.5. As centrais geradoras eólicas e/ou as centrais geradoras fotovoltaicas que compartilharem instalações de conexão de uso 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 à avaliação de desempenho quanto a 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;
- (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 3 resume as condições e faixas de operação da central geradora em regime de frequência não nominal.

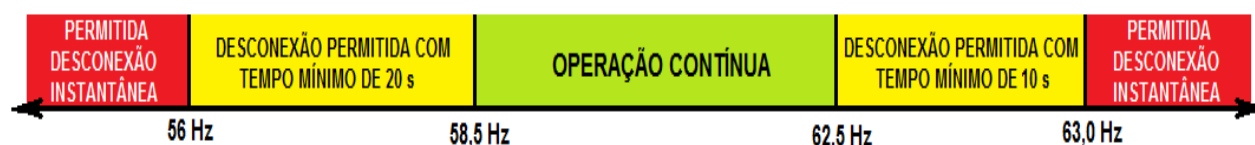


Figura 3 - Faixas de operação da central geradora em regime de frequência não nominal

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,

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

em regime permanente, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo em qualquer ponto da área indicada na Figura 4.

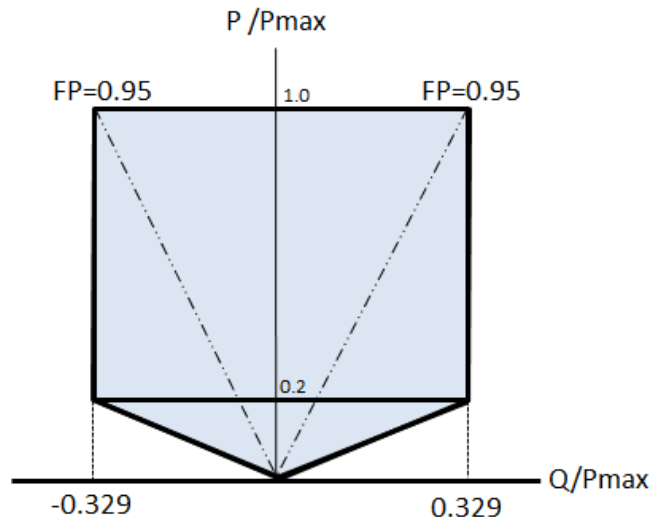


Figura 4 - Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora

5.2.2.1. Nas condições em que os geradores não estejam produzindo potência ativa, a central de geração eólica ou fotovoltaica deve ter recursos de controle para disponibilizar ao SIN sua capacidade de geração/absorção de potência reativa, observando o requisito de propiciar injeção/absorção nula no ponto de conexão, como indicado na Figura 4.

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

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

5.2.3.1. O modo de controle normal é o modo de controle de tensão no barramento coletor dos aerogeradores, 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 coletor dos aerogeradores com:

- (a) tensão de referência ajustável entre 95% e 105% da tensão nominal; e
- (b) estatismo (*droop*) ajustável em uma faixa entre 2% e 7% 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.

5.2.3.3.1. O barramento coletor dos aerogeradores consta no Parecer de Acesso da central geradora eólica.

5.2.3.3.2. A Figura 5 indica esquematicamente o perfil de controle de tensão da central geradora eólica.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

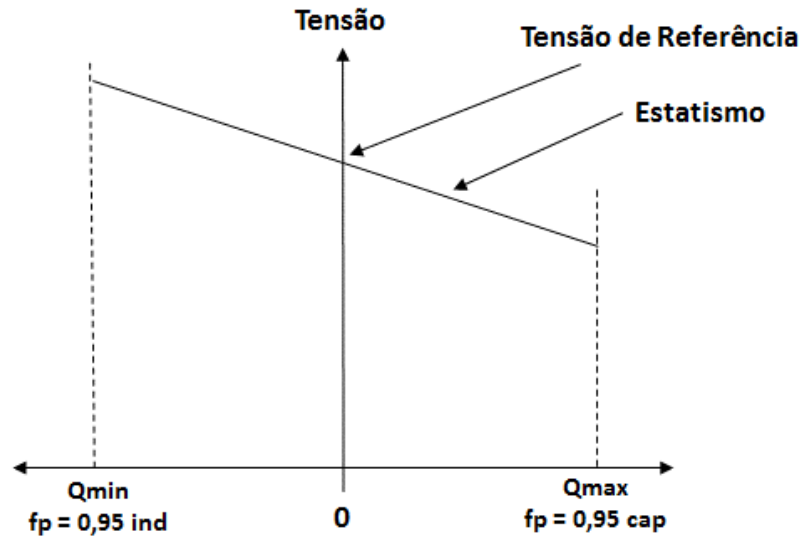
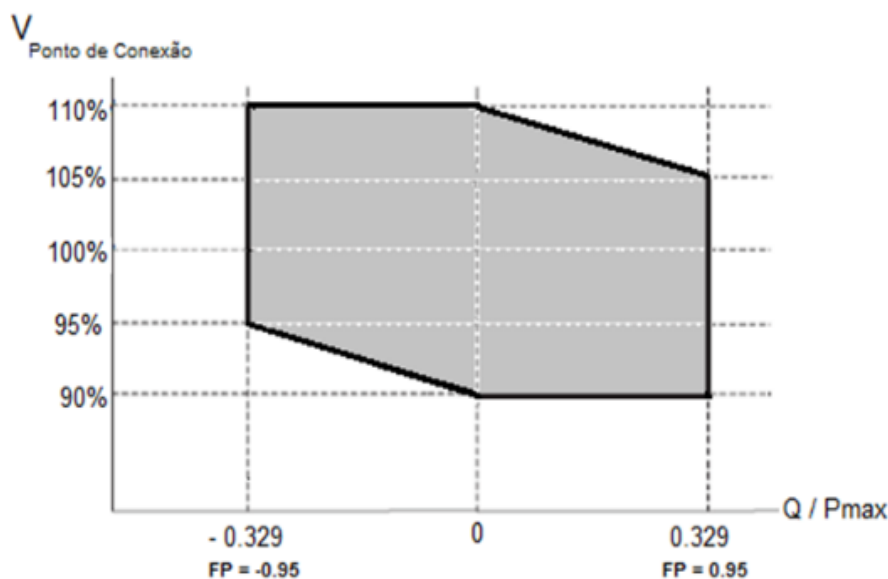


Figura 5 - Perfil do controle de tensão da central geradora eólica

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) entre 0,90 e 1,10 p.u. da tensão nominal por período de tempo ilimitado;
- (b) entre 0,85 e 0,90 p.u. da tensão nominal por período de tempo mínimo de 5 segundos; e
- (c) entre 1,10 e 1,20 p.u. por período de tempo mínimo de 2,5 segundos.

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, conforme a característica definida na Figura 6, observando os limites de tensão entre fases admissíveis a 60 Hz estabelecidos no Submódulo 2.3:



Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

Figura 6 - 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 0,90 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
- (b) gradientes de tensão  $\leq 5 \text{ %/min}$ .

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.
  - (1) 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 7.

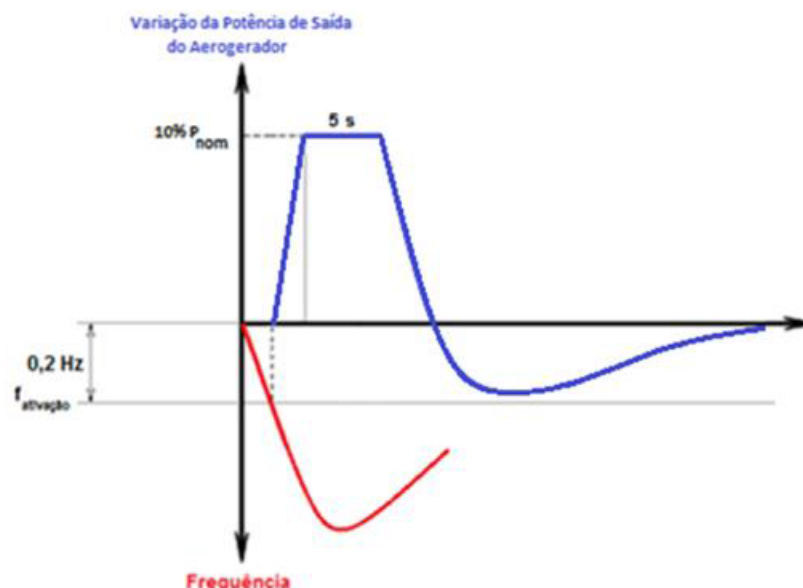


Figura 7 - Requisito para o mecanismo de inércia sintética

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

(2) A retirada desta contribuição deve ser automaticamente efetuada caso a frequência retorne ao seu valor nominal.

- (b) 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.
- (c) 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.
- (d) 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 informados ao ONS.

#### 5.2.9. Participação no controle de sobrefrequência:

- (a) As unidades geradoras de centrais geradoras com potência instalada superior a 10 MW devem dispor de controladores sensíveis às variações de frequência do tipo proporcional com ganho de 3% / 0,1 Hz na base da potência disponível no aerogerador para promover a redução da potência de saída em regime de sobrefrequência entre 60,2 Hz a 62,5 Hz, conforme Figura 8.

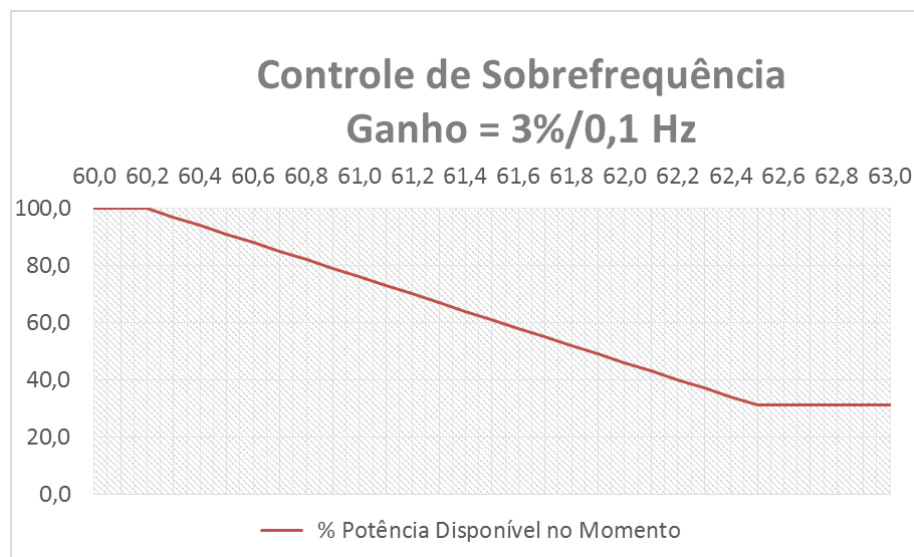


Figura 8 - Requisito para controle de sobrefrequência de aerogeradores

### 5.3. Variação de tensão em regime permanente

5.3.1. A central geradora eólica ou fotovoltaica 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 eólica ou fotovoltaica 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 eólicas e fotovoltaicas

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

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

## 5.6. Sistema de registro de perturbações para centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas

5.6.1. Os requisitos específicos para o sistema de registro de perturbações das unidades geradoras de central geradora eólica ou de central geradora fotovoltaica 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 eólica ou fotovoltaica 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 9.

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.

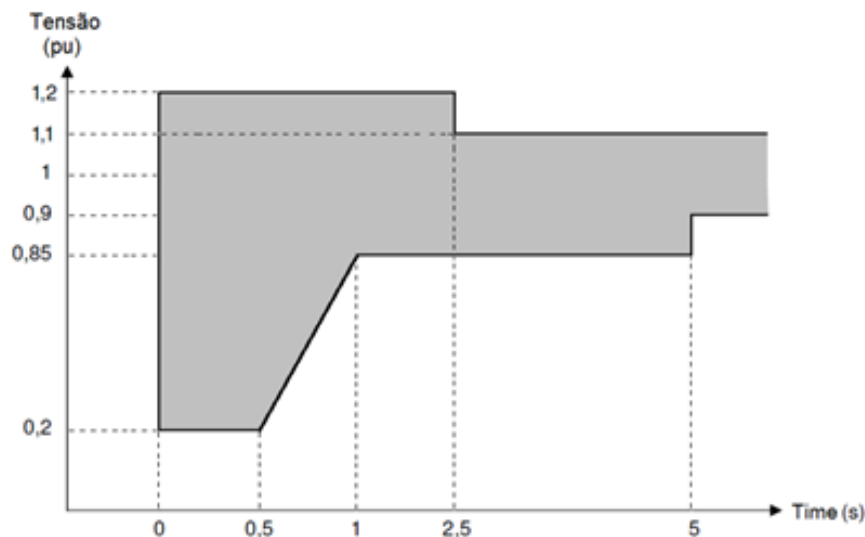


Figura 9 - Tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora

## 5.8. Injeção de corrente reativa sob defeito

5.8.1. Quando de variações transitórias de tensão, conforme mostrado na Figura 10, 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. Cabe ao ONS instruir a ativação deste recurso e de definir o valor de K (inclinação da reta) a ser utilizado, em função das características do sistema onde a central geradora será inserida.



Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

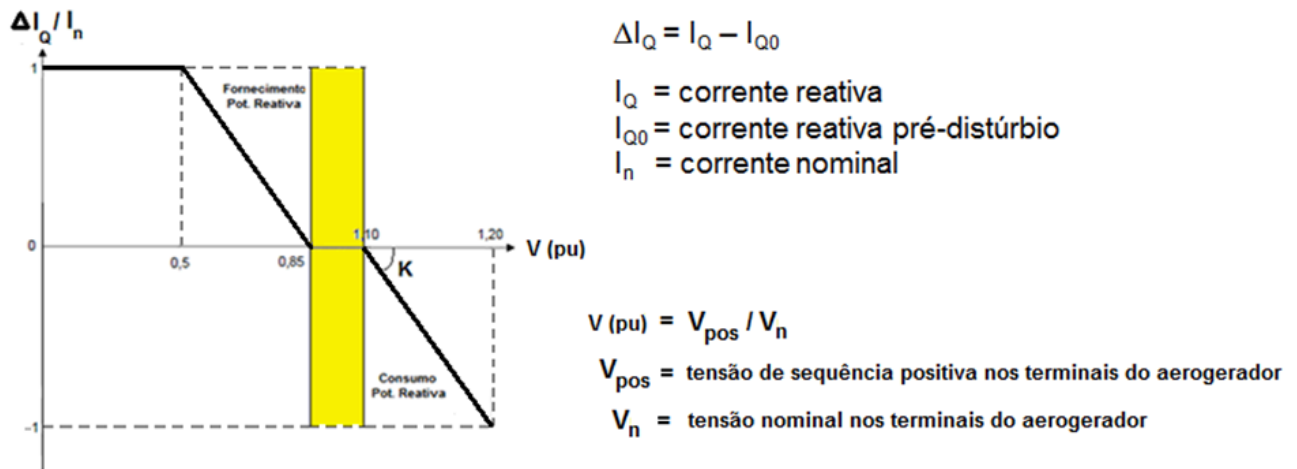


Figura 10 - Requisito para injeção de corrente reativa sob defeito

## 5.9. Tomada de carga

5.9.1. A central geradora eólica ou fotovoltaica 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 CARGA

### 6.1. Aspectos gerais

6.1.1. 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.

6.1.2. 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.

6.1.3. 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 6.3 deste submódulo, nem superação dos limites dos indicadores de QEE, conforme estabelecido no Submódulo 2.9 e Submódulo 9.7.

6.1.3.1. 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.

### 6.2. Condições de conexão

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

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

- (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 geoeletrica onde a conexão está inserida, conforme Submódulo 7.5 e Submódulo 6.14 – Monitoramento dos Esquemas Regionais de Alívio de Carga.

6.2.2. Caso a carga do agente acessante tenha característica não linear ou especial, o acessante deve fazer análises específicas para avaliação do grau de influência dessas cargas no desempenho das instalações de transmissão.

6.2.3. 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 a QEE definidos nos Procedimentos de Rede, conforme Submódulo 2.9, Submódulo 7.8 e Submódulo 9.7.

6.2.4. Se o acessante requerer desempenho diferenciado, 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.

6.2.4.1. 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).

### 6.3. Fator de potência

6.3.1. 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 1.

6.3.1.1. 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 1 – Faixa de fator de potência no ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão**

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021
		<b>Tensão nominal do ponto de conexão</b>		<b>Faixa de fator de potência</b>
		$V_n \geq 345 \text{ kV}$		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

6.3.2. 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.

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

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

### 7.1. Capacidade de transmissão

7.1.1. 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.

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

7.1.3. 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.

### 7.2. Desempenho dinâmico

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

7.2.2. 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.

7.2.3. 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.

### 7.3. Controle de tensão

7.3.1. 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.

### 7.4. Interferência harmônica

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

7.4.1. 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.

### 7.5. Operação monopolar com retorno pela terra

7.5.1. 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.

### 7.6. Outros aspectos

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

7.6.2. 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.

7.6.3. 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.

## 8. CONEXÃO EM DERIVAÇÃO (TAPE) NA REDE BÁSICA

### 8.1. Condições gerais

8.1.1. 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.

8.1.1.1. 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

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

(b) em função desse tipo de conexão, as eventuais perdas de suprimento, por indisponibilidade programada ou não da LT, são assumidas pelo acessante.

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

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

8.1.4. 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.

8.1.5. 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 seja(m) 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.

8.1.5.1. 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.

## 8.2. Instalações de conexão

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

8.2.1.1. 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.

8.2.2. A conexão em derivação deve ser obrigatoriamente trifásica.

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

8.2.4. 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.

8.2.4.1. 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.

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

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

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão</b>	<b>2.10</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

8.2.7. 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.

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

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

8.2.10. 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.

### 8.3. Sistemas de proteção

8.3.1. 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.

8.3.2. 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.

8.3.3. 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.

8.3.4. 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.

8.3.4.1. 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.

8.3.5. 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.

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

## 9. ARRANJO DE BARRAMENTO

### 9.1. Acesso às instalações de transmissão sob responsabilidade de agente de transmissão

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

9.1.1.1. 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.

9.1.2. 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.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão</b>	<b>2.10</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

9.1.2.1. 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.

9.1.2.2. 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
- (e) as obrigações dos agentes e/ou consumidores devem estar dispostas nos respectivos CCT e/ou Contrato de Compartilhamento de Instalações (CCI).

## **9.2. 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**

9.2.1. 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).

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

9.2.3. 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

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2020.12	01/01/2021

- (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.

9.2.4. 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.

9.2.5. 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.

## 10. ÁREA DA SUBESTAÇÃO

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

10.1.1. 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)  $V_{max} < 88 \text{ kV}$ : 8.000 m<sup>2</sup>;
- (b)  $88 \text{ kV} \leq V_{max} \leq 138 \text{ kV}$ : 15.000 m<sup>2</sup>;
- (c)  $138 \text{ kV} < V_{max} \leq 230 \text{ kV}$ : 25.000 m<sup>2</sup>;
- (d)  $230 \text{ kV} < V_{max} \leq 345 \text{ kV}$ : 100.000 m<sup>2</sup>; ou
- (e)  $V_{max} \geq 440 \text{ kV}$ : 140.000 m<sup>2</sup>.

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

10.2.1. 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.

## 11. REFERÊNCIAS

- [1] IEC. *Wind Turbine Generators Systems – Part 21: Measurements and Assessment of Power Quality Characteristics of grid Connected Wind Turbines*. IEC 61.400-21