

Submódulo 23.3

Diretrizes e critérios para estudos elétricos

| Rev. Nº. | Motivo da revisão | Data e instrumento de aprovação pela ANEEL |
|-----------------|---|---|
| 2.0 | Versão decorrente da Audiência Pública nº 002/2011. | 09/11/2011 Resolução Normativa nº 461/2011 |
| 2016.12 | Versão decorrente da Audiência Pública nº 020/2015. | 16/12/16 Resolução Normativa nº 756/16 |

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 6 |
| 2 | OBJETIVO | 7 |
| 3 | ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO | 8 |
| 4 | RESPONSABILIDADES | 8 |
| 4.1 | EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE | 8 |
| 4.2 | OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS | 9 |
| 4.3 | AGENTES DE TRANSMISSÃO, CONSUMIDORES CONECTADOS À REDE BÁSICA, AGENTES DE GERAÇÃO RESPONSÁVEIS POR USINAS CLASSIFICADAS COMO TIPO I OU TIPO II E AGENTES DE IMPORTAÇÃO/EXPORTAÇÃO | 9 |
| 4.4 | AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO | 9 |
| 4.5 | AGENTES DE GERAÇÃO RESPONSÁVEIS POR USINAS CLASSIFICADAS COMO TIPO III | 9 |
| 5 | DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA | 9 |
| 5.1 | ASPECTOS GERAIS | 9 |
| 5.2 | DIRETRIZES PARA ESTUDOS EM SISTEMAS DE CORRENTE ALTERNADA (CA) | 10 |
| 5.3 | CRITÉRIOS PARA ESTUDOS EM SISTEMAS DE CORRENTE ALTERNADA (CA) | 11 |
| 5.4 | DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS EM SISTEMAS DE CORRENTE CONTÍNUA (CC) | 15 |
| 6 | DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO | 17 |
| 7 | DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO | 18 |
| 7.1 | ASPECTOS GERAIS | 18 |
| 7.2 | DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA OS ESTUDOS | 19 |
| 8 | DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE ESTABILIDADE ELETROMECÂNICA | 20 |
| 8.1 | ASPECTOS GERAIS | 20 |
| 8.2 | DIRETRIZES PARA ESTUDOS EM SISTEMAS CA | 21 |
| 8.3 | CRITÉRIOS PARA ESTUDOS EM SISTEMAS CA | 25 |
| 8.4 | DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELETROMECÂNICOS DE FECHAMENTO DE PARALELO | 26 |
| 8.5 | DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELETROMECÂNICOS DE FECHAMENTO DE ANEL | 26 |
| 8.6 | DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELETROMECÂNICOS DE SOBRETENSÕES DINÂMICAS | 27 |
| 8.7 | DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELETROMECÂNICOS DE RELIGAMENTO AUTOMÁTICO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO | 30 |
| 8.8 | DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE ALÍVIO DE CARGA POR SUBFREQUÊNCIA | 33 |
| 8.9 | DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE ALÍVIO DE GERAÇÃO POR SOBREFREQUÊNCIA | 34 |

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

| | |
|---|-----------|
| 8.10 DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS EM SISTEMAS DE CORRENTE CONTINUA (CC) | 36 |
| 9 DIRETRIZES PARA ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS SOB CONDIÇÕES DE MANOBRA..... | 39 |
| 9.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS | 39 |
| 9.2 ESTUDOS DE MANOBRAS EM EQUIPAMENTOS..... | 41 |
| 9.3 REPRESENTAÇÃO EQUIVALENTE DA REDE ELÉTRICA..... | 56 |
| 9.4 DIRETRIZES PARA ESTUDOS EM SISTEMAS CC | 56 |
| 9.5 CONTEÚDO ESSENCIAL DOS RELATÓRIOS TÉCNICOS DO ESTUDO | 57 |
| 10 CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS SOB CONDIÇÕES DE MANOBRA..... | 58 |
| 10.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS | 58 |
| 10.2 CRITÉRIOS RELATIVOS AOS PARA-RAIOS..... | 59 |
| 10.3 CRITÉRIOS RELATIVOS A TRANSFORMADORES E AUTOTRANSFORMADORES | 60 |
| 10.4 CRITÉRIOS RELATIVOS A REATORES EM DERIVAÇÃO | 61 |
| 10.5 CRITÉRIOS RELATIVOS A BANCOS DE CAPACITORES EM DERIVAÇÃO | 61 |
| 10.6 CRITÉRIOS RELATIVOS A BANCOS DE CAPACITORES SÉRIE FIXOS E CONTROLADOS | 62 |
| 10.7 CRITÉRIOS RELATIVOS A DISJUNTORES..... | 62 |
| 10.8 CRITÉRIOS RELATIVOS A MÁQUINAS SÍNCRONAS..... | 62 |
| 10.9 CRITÉRIOS RELATIVOS A LINHAS DE TRANSMISSÃO..... | 63 |
| 10.10 EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO | 63 |
| 11 DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE SEGURANÇA DE TENSÃO | 66 |
| 12 DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE RECOMPOSIÇÃO DO SISTEMA..... | 67 |
| 12.1 ASPECTOS GERAIS..... | 67 |
| 12.2 ESTUDOS EM REGIME PERMANENTE | 68 |
| 12.3 ESTUDOS DE ESTABILIDADE ELETROMECAÂNICA | 71 |
| 12.4 ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS | 73 |
| 13 DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA | 74 |
| 13.1 ASPECTOS GERAIS..... | 74 |
| 13.2 ESTUDOS DE COMPORTAMENTO HARMÔNICO..... | 74 |
| 13.3 ESTUDOS DE FLUTUAÇÃO DE TENSÃO..... | 79 |
| 13.4 ESTUDOS DE VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO (VTCD) | 80 |

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

| | |
|--|------------|
| 14 DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE CONFIABILIDADE | 80 |
| 14.1 PREMISSAS GERAIS..... | 80 |
| 14.2 DIRETRIZES DE MODELAGEM..... | 85 |
| 14.3 DIRETRIZES PARA O TRATAMENTO DE DADOS DETERMINÍSTICOS E ESTOCÁSTICOS..... | 93 |
| 14.4 DIRETRIZES PARA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL..... | 94 |
| 14.5 DIRETRIZES PARA REGISTRO DE RESULTADOS | 101 |
| 14.6 CRITÉRIOS PARA A DIAGNOSE DOS NÍVEIS DE RISCO PROBABILÍSTICO..... | 101 |
| 15 DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA E DE CONTROLE CARGA-FREQUÊNCIA..... | 103 |
| 15.1 ESTUDOS DE RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA | 103 |
| 15.2 ESTUDOS DE CONTROLE CARGA-FREQUÊNCIA | 105 |
| 16 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 111 |

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

1 INTRODUÇÃO

1.1 Os estudos elétricos referentes à Rede de Simulação¹ são realizados para a avaliação das solicitações de acesso, a elaboração de proposta de ampliações e reforços, a elaboração de estudos de planejamento e programação da operação elétrica, de estudos pré-operacionais e de proteção, bem como para operação e análise da operação elétrica conforme Módulos 3, 4, 6, 10, 11, 21 e 22 dos Procedimentos de Rede. A análise de situações específicas faz parte do escopo de cada processo que envolve estudos elétricos.

1.2 As diretrizes e os critérios para estudos elétricos resultam da experiência em estudos elétricos realizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e são constantemente revistos, ampliados e modificados com base na evolução das técnicas de planejamento, projeto e operação dos sistemas, bem como na legislação e regulamentação vigentes.

1.3 As diretrizes e os critérios para estudos elétricos devem ainda ser compatíveis com os padrões de desempenho e os requisitos definidos no Módulo 2 *Requisitos mínimos para instalações de transmissão e gerenciamento de indicadores de desempenho* e no Submódulo 3.6 *Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*.

1.4 A forma e a profundidade de cada um desses estudos elétricos devem ser definidas na etapa de estabelecimento do escopo dos trabalhos e fundamentadas em um termo de referência.

1.5 As referências bibliográficas utilizadas nos estudos elétricos estão listadas no item 16 deste submódulo.

1.6 Os agentes de geração considerados neste submódulo são aqueles responsáveis por usinas classificadas conforme critérios e sistemática estabelecidos no Módulo 26 *Modalidade de operação de usinas*.

1.7 Os módulos e submódulos aqui mencionados são:

- (a) Módulo 2 *Requisitos mínimos para instalações de transmissão e gerenciamento de indicadores de desempenho*;
- (b) Submódulo 2.2 *Verificação da conformidade das instalações de transmissão aos requisitos mínimos*;
- (c) Submódulo 2.3 *Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos*;
- (d) Submódulo 2.5 *Requisitos mínimos para elos de corrente contínua*;
- (e) Submódulo 2.8 *Gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica e de desempenho das funções transmissão*;
- (f) Módulo 3 *Acesso às instalações de transmissão*;
- (g) Submódulo 25.3 *Relatórios da operação do Sistema Interligado Nacional*;
- (h) Submódulo 3.6 *Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*;

¹ Submódulo 23.2.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (i) Módulo 4 *Ampliações e reforços*;
- (j) Submódulo 5.6 *Consolidação da previsão de carga para a elaboração do Programa Mensal da Operação Energética*;
- (k) Módulo 6 *Planejamento e programação da operação elétrica*;
- (l) Submódulo 6.2 *Planejamento da operação elétrica de médio prazo*;
- (m) Submódulo 6.3 *Diretrizes para a operação elétrica com horizonte quadrimestral*;
- (n) Submódulo 6.4 *Diretrizes para a operação elétrica com horizonte mensal*;
- (o) Submódulo 6.6 *Diretrizes eletroenergéticas para a Rede Básica incompleta*;
- (p) Submódulo 7.2 *Planejamento anual da operação energética*;
- (q) Submódulo 7.3 *Programação mensal da operação energética*;
- (r) Módulo 10 *Manual de Procedimentos da Operação*;
- (s) Submódulo 10.22 *Rotinas operacionais*;
- (t) Módulo 11 *Proteção e Controle*;
- (u) Submódulo 11.2 *Avaliação de desempenho dos sistemas de proteção*;
- (v) Submódulo 11.3 *Estudos de curto-circuito*;
- (w) Submódulo 11.5 *Diagnóstico dos sistemas de proteção e controle*;
- (x) Submódulo 18.2 *Relação de sistemas e modelos computacionais*;
- (y) Módulo 21 *Estudos para reforço da segurança operacional elétrica, controle sistêmico e integração de instalações*;
- (z) Módulo 22 *Análise de ocorrências e perturbações*;
- (aa) Submódulo 23.2 *Critérios para definição das redes do Sistema Interligado Nacional*;
- (bb) Submódulo 23.4 *Diretrizes e critérios para estudos energéticos*;
- (cc) Submódulo 23.6 *Critérios para identificação das instalações estratégicas do Sistema Interligado Nacional*;
- (dd) Módulo 25 *Apuração de dados, relatórios da operação do Sistema Interligado Nacional e indicadores de desempenho*;
- (ee) Submódulo 25.8 *Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções de transmissão e geração*; e
- (ff) Módulo 26 *Modalidade de operação de usinas*.

2 OBJETIVO

2.1 O objetivo deste submódulo é atribuir responsabilidades e estabelecer diretrizes e critérios a serem adotados na realização dos seguintes estudos elétricos:

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (a) fluxo de potência;
- (b) fluxo de potência ótimo;
- (c) curto-circuito;
- (d) estabilidade eletromecânica;
- (e) transitórios eletromagnéticos;
- (f) segurança de tensão;
- (g) recomposição do sistema;
- (h) qualidade de energia elétrica;
- (i) confiabilidade; e
- (j) reserva de potência operativa e controle carga-frequência.

3 ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO

3.1 As alterações neste submódulo consistem de melhoria de texto e de:

- (a) remoção das referências aos estudos de comissionamento, por estarem incluídos nos estudos pré-operacionais, conforme Submódulo 21.2;
- (b) remoção de procedimentos específicos para elaboração dos processos referentes aos Submódulos 4.3, 6.2, 6.3, 6.4, 6.5 e 21.2;
- (c) inclusão de diretrizes nos estudos de planejamento e programação da operação elétrica;
- (d) alteração de diretrizes nos estudos de curto-circuito;
- (e) alteração de diretrizes nos estudos de verificação da superação de capacidade dos disjuntores;
- (f) alteração de diretrizes e critérios para estudos em sistemas de corrente contínua (CC);
- (g) alteração de diretrizes e critérios para estudos de recomposição do sistema; e
- (h) alteração de diretrizes e critérios para estudos de qualidade da energia elétrica.

4 RESPONSABILIDADES

4.1 Empresa de Pesquisa Energética – EPE

- (a) Subsidiar o planejamento do setor energético por meio de prestação de serviços na área de estudos e pesquisas no sentido de contribuir para que as diretrizes e os critérios utilizados nos estudos elétricos estejam sempre atualizados.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

4.2 Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

- (a) Zelar pela atualização constante das diretrizes e dos critérios utilizados nos estudos elétricos.
- (b) Manter e atualizar a base de dados necessária aos estudos elétricos.

4.3 Agentes de transmissão, consumidores conectados à Rede Básica, agentes de geração responsáveis por usinas classificadas como Tipo I ou Tipo II e agentes de importação/exportação

- (a) Fornecer as informações necessárias à atualização constante das diretrizes e dos critérios utilizados nos estudos elétricos.
- (b) Fornecer ao ONS os dados para manter atualizada a base de dados necessária aos estudos elétricos.

4.4 Agentes de distribuição

- (a) Fornecer as informações necessárias à atualização constante das diretrizes e dos critérios utilizados nos estudos elétricos.
- (b) Fornecer ao ONS os dados para manter atualizada a base de dados necessária aos estudos elétricos.
- (c) Fornecer ao ONS os dados necessários aos estudos elétricos dos consumidores livres ou potencialmente livres conectados à sua rede.

4.5 Agentes de geração responsáveis por usinas classificadas como Tipo III

- (a) Fornecer as informações necessárias à atualização constante das diretrizes e dos critérios utilizados nos estudos elétricos.

5 DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA

5.1 Aspectos gerais

5.1.1 Os estudos de fluxo de potência são utilizados nos processos estabelecidos nos Módulos 3, 4, 6 e 21.

5.1.2 Dados necessários aos estudos de fluxo de potência estão disponíveis em bancos de dados do ONS ou são informados pelos agentes e consolidados pelo ONS.

5.1.3 Os estudos de fluxo de potência são efetuados para verificar o comportamento da rede elétrica em regime permanente. De forma geral, avaliam se os níveis de tensão nos barramentos e os carregamentos nas linhas, transformadores e demais componentes da rede de transmissão, para uma determinada configuração da rede elétrica e uma dada condição de carga e de geração, atendem aos critérios estabelecidos neste submódulo.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

5.1.4 O nível de detalhamento da representação do sistema de transmissão deve ser compatível com o escopo dos estudos.

5.1.5 A ferramenta computacional utilizada nesses estudos – *Modelo para análise de redes em regime permanente* – está apresentada no Submódulo 18.2.

5.2 Diretrizes para estudos em sistemas de corrente alternada (CA)

5.2.1 O sistema deve ser analisado para as condições de carga e de geração pertinentes ao objetivo da avaliação, entre as quais, carga pesada, média, leve e mínima.

5.2.2 Quando necessário, podem ser analisadas outras condições de carga para horários e/ou dias específicos.

5.2.3 Em regime permanente, as cargas devem ser representadas, em regra geral, com 100% de potência constante para a parte ativa e reativa. Entretanto, podem ser representadas com percentuais variáveis de potência (P), impedância (Z) e corrente (I) constantes, para adequarem-se aos objetivos específicos de cada estudo.

5.2.4 As cargas com características especiais, como as cargas da indústria de alumínio e de motores de indução, podem ser modeladas de forma mais elaborada nos estudos de fluxo de potência, de modo a facilitar sua representação nos estudos de estabilidade eletromecânica.

5.2.5 Os estudos de fluxo de potência devem abranger, além da condição operativa normal, análise de contingências de linhas, transformadores e outros equipamentos do sistema elétrico, com o objetivo de se definirem ações para que o SIN opere sem violações inadmissíveis dos limites de tensão e de carregamento.

5.2.6 Em análise de contingências, de forma geral, o desempenho elétrico deve ser verificado nas seguintes situações:

- (a) imediatamente após o desligamento de elemento(s) do sistema, quando se considera apenas a atuação da regulação de tensão em barras controladas por unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos, e de SEP pertinentes;
- (b) após a atuação dos tapes de transformadores com comutação sob carga que operem no modo automático; e
- (c) excetuando-se as análises de ampliações e reforços, nos demais processos devem ser consideradas as medidas operativas que dependem da ação humana, tais como as indicadas no item 5.2.7 a seguir.

5.2.7 São medidas operativas que dependem da ação humana:

- (a) o chaveamento de capacitores e/ou reatores;
- (b) a alteração da tensão de referência de unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos;
- (c) o redespacho de potência ativa em unidades geradoras;
- (d) o remanejamento de carga;
- (e) o desligamento de circuitos;

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (f) a alteração da potência transferida através de elos de corrente contínua;
- (g) a separação ou interligação de barramentos;
- (h) a alteração de tapes de transformadores com comutação sob carga que operem no modo manual;
- (i) a alteração de ângulo nos transformadores defasadores.

5.2.8 Devem ser simuladas contingências simples, ou seja, a perda de um único elemento do sistema elétrico, seja linha de transmissão, transformador, banco de transformadores, unidade geradora, elo de corrente contínua (CC) ou equipamento de controle de tensão, tal como reator, capacitor, compensador síncrono ou compensador estático.

5.2.9 Na análise de contingências também devem ser consideradas perdas duplas² de circuitos de transmissão da rede de operação que compartilhem estruturas ou a mesma faixa de passagem, ou que atravessem regiões onde há ocorrência de fenômenos naturais e/ou queimadas que possam atingi-las, ou perda simultânea de dois polos de uma mesmo Bipolo de corrente contínua.

5.2.10 Para as instalações estratégicas, identificadas com base nos critérios do Submódulo 23.6, serão considerados tratamentos específicos descritos nos respectivos submódulos dos Procedimentos de Rede.

5.2.11 Nos estudos de planejamento e programação da operação elétrica podem ser consideradas contingências múltiplas em situações conjunturais. Essas situações são caracterizadas por eventos, acontecimentos e/ou datas comemorativas de grande repercussão pública, de abrangência nacional, regional ou local, e situações especiais do próprio SIN, conforme Resolução CMSE³ nº 001, de 25 de janeiro de 2005, e regulamentação sucedânea.

5.3 Critérios para estudos em sistemas de corrente alternada (CA)

5.3.1 Segurança sistêmica

5.3.2 O desempenho do sistema deve ser tal que não haja violação dos critérios estabelecidos neste submódulo e a consequente necessidade de corte de carga provocada pela ocorrência de contingências simples (critério N-1).

5.3.3 No caso de ocorrência de contingências duplas, conforme descrição do item 5.2.9, é aceitável o corte controlado de carga, automático ou não, para evitar risco de instabilidade de potência, frequência ou tensão em uma região, estado ou capital, com consequente corte descontrolado de carga.

5.3.4 Para atendimento aos itens 5.3.2 e 5.3.3 deverão ser utilizados recursos tais como geração térmica, restrição de intercâmbios, alteração de topologia da rede ou utilização de Sistemas Especiais de Proteção – SEPs de corte de geração. Adicionalmente, para atendimento ao item 5.3.3 poderão ser adotados SEPs de corte de carga, tais como Esquemas Regionais de Alívio de Carga

² O ONS estabelece o conjunto de contingências duplas que é utilizado no âmbito dos estudos elétricos, de acordo com o respectivo horizonte de análise. Sua atualização está vinculada à evolução topológica do SIN, sendo esta informação disponibilizada aos agentes.

³ Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico - CMSE, subordinado ao Ministério de Minas e Energia - MME.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

– ERAC. No caso de haver a separação em ilhas, os subsistemas que resultem dessas aberturas deverão se manter estáveis.

5.3.4.1 Para as contingências duplas descritas no item 5.2.9, que levem apenas a risco de sobrecargas e subtensões inadmissíveis com impactos localizados, deverão ser definidas medidas operativas ou adoção de Sistemas Especiais de Proteção – SEPs no âmbito dos estudos de planejamento da operação elétrica, de modo a minimizar as consequências dessas contingências.

5.3.4.2 Em estudos de Ampliações e Reforços e quando da realização de intervenções na rede de operação do SIN, o ONS adotará critérios específicos preconizados, respectivamente, no Submódulo 4.3 e no Submódulo 6.5.

5.3.4.3 Em condições excepcionais que se caracterizam por pelo menos uma das situações descritas a seguir, devidamente fundamentadas em análise técnica e previamente submetidas ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE poderão ser adotados critérios mais restritivos, que procurem preservar a continuidade do atendimento à carga para contingências duplas e, eventualmente, múltiplas.

(a) Período de comissionamento e inicial de operação de novas instalações e equipamentos;

(b) Após a ocorrência de perturbações de grande porte, ou desligamentos intempestivos reincidentes que tenham levado a corte de carga, até que sejam identificadas e solucionadas as causas das perturbações;

(c) Durante a realização de eventos especiais de grande relevância, acontecimentos ou datas comemorativas de grande repercussão pública, de abrangência nacional, regional ou local, conforme Resolução CMSE nº 001, de 25 de janeiro de 2005, e regulamentação sucedânea.

5.3.4.4 Nas situações em que caracterizem riscos iminentes para a segurança da operação do SIN como por exemplo as citadas no item anterior, o ONS adotará as ações necessárias e comunicará à ANEEL e ao Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico – CMSE.

5.3.4.5 Por outro lado, poderão ser utilizados critérios de desempenho e segurança menos restritivos, também devidamente fundamentados em análise técnica ou técnico-econômica e previamente submetidos ao Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico – CMSE e à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL em situações excepcionais, após esgotados todos os recursos disponíveis, como a seguir relacionadas:

- (a) cenários energéticos desfavoráveis, conforme avaliações eletroenergéticas conduzidas pelo ONS no âmbito do planejamento da operação energética;
- (b) restrições do sistema de transmissão, como aqueles decorrentes de topologia incompleta, em especial relacionadas à integração de sistemas elétricos isolados ao SIN;
- (c) atendimento a cargas por meio de sistemas de transmissão radiais singelos ou de um único transformador;
- (d) situações conjunturais decorrentes de indisponibilidades de grandes troncos de transmissão.

| | | | |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

5.3.5 Níveis de tensão

5.3.5.1 Os limites de tensão a serem observados nos estudos elétricos para a condição operativa normal e para condição operativa de emergência se encontram na Tabela 1.

Tabela 1 – Tensões entre fases admissíveis a 60Hz

| Tensão nominal de operação ⁽¹⁾ | Condição operativa normal | | Condição operativa de emergência | |
|---|---------------------------|---------------------|----------------------------------|---------------------|
| | (kV) | (pu) ⁽²⁾ | (kV) | (pu) ⁽²⁾ |
| < 230 | — | 0,95 a 1,05 | — | 0,90 a 1,05 |
| 230 | 218 a 242 | 0,95 a 1,05 | 207 a 242 | 0,90 a 1,05 |
| 345 | 328 a 362 | 0,95 a 1,05 | 311 a 362 | 0,90 a 1,05 |
| 440 | 418 a 460 | 0,95 a 1,046 | 396 a 460 | 0,90 a 1,046 |
| 500 | 500 a 550 | 1,00 a 1,10 | 475 a 550 | 0,95 a 1,10 |
| 525 | 500 a 550 | 0,95 a 1,05 | 475 a 550 | 0,90 a 1,05 |
| 765 | 690 a 800 | 0,90 a 1,046 | 690 a 800 | 0,90 a 1,046 |

(1) Valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado.

(2) Valores em pu tendo como base a tensão nominal de operação.

5.3.5.2 As faixas operativas mais adequadas de tensão (diretrizes operativas) são definidas pelos estudos de planejamento e programação da operação elétrica e pelos estudos pré-operacionais, e devem observar os limites da Tabela 1 e respeitar as limitações específicas informadas pelos agentes.

5.3.5.3 Nos estudos de planejamento e programação da operação elétrica, em situações particulares nas quais haja esgotamento dos recursos de controle de tensão disponíveis, o nível de tensão pode situar-se fora das faixas estabelecidas na Tabela 1, desde que sejam respeitadas as limitações específicas dos equipamentos, não implique riscos de atendimento às cargas e haja

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

anuência do agente de transmissão envolvido. Especial atenção deve ser dada à ultrapassagem dos limites superiores das faixas em decorrência da possibilidade de dano aos equipamentos.

5.3.5.4 Os limites de tensão em barras da Rede Básica associadas aos acessos de agentes de distribuição ou de consumidores podem ser ajustados para atender às necessidades desses agentes, desde que não seja afetado o desempenho do SIN, sejam respeitadas as limitações específicas dos equipamentos e haja anuência do agente de transmissão envolvido. Especial atenção deve ser dada à ultrapassagem dos limites superiores das faixas em decorrência da possibilidade de dano aos equipamentos.

5.3.5.5 Em estudos para dimensionamento de equipamentos de compensação reativa, o chaveamento de reatores ou capacitores não deve provocar variações de tensão superiores a 5% da tensão nominal de operação. Analogamente, a variação de tensão entre a condição inicial e final decorrente de manobras (energização e desenergização de linhas de transmissão, transformadores, reatores, capacitores, etc.) deve ser limitada a 5% da tensão nominal de operação.

5.3.5.6 Nos estudos de ampliações e reforços, a simulação de contingências não deve provocar variações de tensão superiores a 10% da tensão nominal de operação nas barras de Rede Básica associadas aos acessos de agentes de distribuição ou de consumidores.

5.3.6 Fator de potência nos pontos de conexão de carga

5.3.6.1 Os estudos de ampliações e reforços (Módulo 4) e de planejamento da operação elétrica de médio prazo (Submódulo 6.2) devem observar o atendimento das faixas de fator de potência estabelecidas no item 9.3 do Submódulo 3.6, nos pontos de conexão de agentes de distribuição e de consumidores com Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST às instalações sob responsabilidade de transmissora.

5.3.6.2 Os estudos de elaboração das diretrizes para a operação elétrica (quadrimestrais e mensais), de programação de intervenções e pré-operacionais devem registrar eventuais violações desses limites e, nos casos em que a violação levar a um desempenho inadequado da rede, devem ser definidas medidas operativas visando melhorar esse desempenho.

5.3.7 Limites para controle de potência reativa

5.3.7.1 Nos estudos de fluxo de potência, devem ser considerados os limites de geração e absorção de potência reativa e de tensão terminal definidos pelas curvas de capacidade das unidades geradoras e dos compensadores síncronos. Na falta dessas informações, devem ser utilizados os limites de tensão terminal e de geração e absorção de potência reativa estabelecidos no Submódulo 3.6. O número de unidades consideradas em operação deve ser compatível com as restrições operativas de cada unidade.

5.3.7.2 Também devem ser considerados os limites dos compensadores estáticos, definidos por suas curvas características.

5.3.7.3 Para geradores eólicos e fotovoltaicos devem ser observadas as faixas de fator de potência estabelecidas no item 8.2 do Submódulo 3.6.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

5.3.8 Limites de carregamento de capacitores série

5.3.8.1 Capacitores série fixos ou variáveis só podem ser submetidos a sobrecargas no máximo iguais àquelas garantidas pelos fabricantes e informadas pelos agentes.

5.3.8.2 Na falta dessas informações, devem ser utilizados os valores indicativos constantes da Tabela 7 do Submódulo 2.3.

5.3.9 Limites de carregamento de linhas de transmissão

5.3.9.1 Os limites de carregamento das linhas de transmissão existentes são os estabelecidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST.

5.3.9.2 Para novas linhas de transmissão a serem incorporadas ao SIN, devem ser utilizados os limites de carregamento definidos no processo de outorga. Na falta desses valores, devem ser utilizados valores indicativos de capacidade operativa de longa e de curta duração, definidos a partir da metodologia estabelecida pela Resolução Normativa ANEEL nº 191, de 12 de dezembro de 2005, e sucedâneas.

5.3.9.3 Os critérios relacionados aos limites de carregamento de linhas de transmissão estão estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL nº 191, de 2005, e sucedâneas.

5.3.10 Limites de carregamento de transformadores e autotransformadores

5.3.10.1 Os limites de carregamento de transformadores e autotransformadores existentes são os estabelecidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST.

5.3.10.2 Para novos transformadores e autotransformadores devem ser utilizados os limites de carregamento definidos no processo de outorga. Na falta desses valores, devem ser utilizados valores indicativos de capacidade operativa em regime normal e de longa e de curta duração, definidos a partir da metodologia estabelecida pela Resolução Normativa ANEEL nº 191, de 2005, e sucedâneas.

5.3.10.3 Os critérios relacionados aos limites de carregamento de transformadores e autotransformadores estão estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL nº 191, de 2005, e sucedâneas.

5.4 Diretrizes e critérios para estudos em sistemas de corrente contínua (CC)

5.4.1 Os parâmetros elétricos e do sistema de controle dos elos CC *back to back* – ou ponto a ponto – são os constantes em bancos de dados do ONS, ratificados e complementados pelos agentes, no que se fizer necessário, e consolidados conforme Anexo 1 (*Como Construído*) do Submódulo 2.2.

5.4.2 Devem ser realizados estudos, considerando todos os níveis de carga da rede CA associada, para determinar a máxima potência possível de ser transmitida em cada estágio de implementação/operação dos elos CC.

5.4.2.1 Os estudos referentes ao dimensionamento dos elos CC são detalhados no Submódulo 2.5.

5.4.2.2 Na fase de entrada em operação de novos elos CC, estudos pré-operacionais, com uma base de dados devidamente atualizada/consolidada, devem ser realizados. Esses estudos devem

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

determinar a máxima potência passível de ser transmitida nas diversas etapas de implementação do projeto CC, considerando as eventuais configurações intermediárias do sistema CA no qual ele será inserido, até que atinja a sua configuração final.

5.4.3 Caso o elo CC seja especificado para sobrecargas temporárias (30 minutos) ou de longa duração (horas), devem ser investigadas as consequências de sua utilização no controle de tensão CA da região em análise.

5.4.4 Os estudos devem verificar se o chaveamento de bancos de filtros e/ou capacitores/reatores não ocasiona variações de tensão CA à frequência fundamental, nas barras retificadora e inversora, superiores a 3% da tensão nominal de operação.

5.4.5 Essa restrição deve ser observada inclusive na operação com a menor relação de curto-circuito (SCR), por exemplo, nas condições de carga leve ou mínima do SIN, potência nominal no elo CC e carga local baixa, com a rede externa em contingência simples (critério N-1).

5.4.6 Modos de operação do(s) elo(s) CC:

- (a) devem ser avaliados todos os modos disponíveis de operação do(s) elo(s) CC, de acordo com o seu projeto, incluindo, por exemplo, as formas possíveis de paralelismo;
- (b) devem ser avaliadas as perdas resultantes de cada um desses tipos de operação;
- (c) deve ser avaliado o comportamento da tensão CA nas subestações inversora e retificadora e na região em análise, que deve se manter dentro dos limites estabelecidos na Tabela 1 do item 5.3.5 deste submódulo;
- (d) para esta análise devem ser respeitadas as diretrizes de chaveamento de bancos de filtros e de compensação reativa, de acordo com a configuração de operação e a potência transmitida; estas diretrizes são decorrentes do desempenho harmônico mínimo exigido ao elo;
- (e) a seguir são citadas algumas das condições a serem estudadas a fim de se obter a máxima potência de transmissão, considerando as limitações dos equipamentos:
 - (1) operação monopolar com retorno pela terra, respeitada a corrente máxima para esse tipo de operação, definida no projeto da instalação, se aplicável;
 - (2) operação monopolar com retorno metálico, caso disponível;
 - (3) operação degradada, caracterizada por condições que impossibilitem a plena utilização da capacidade ou desempenho do sistema de corrente contínua.

5.4.7 Tensão CC de operação:

- (a) deve-se avaliar a operação do sistema CC com tensões de operação nominal e reduzida (caso permitida pelo projeto da instalação), com o objetivo de se verificar se o desempenho do sistema CA/CC/CA é satisfatório considerando a compensação reativa disponível.

5.4.8 Transformadores conversores:

- (a) deve-se avaliar, em toda a faixa disponível de variação dos tapes dos transformadores conversores dos terminais retificador e inversor e em todas as condições de operação do

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

sistema CC, se o desempenho do sistema CA/CC/CA e de sua compensação reativa são satisfatórios.

5.4.9 Compensação e balanço de potência reativa:

- (a) deve ser analisada a absorção e a geração de potência reativa do sistema CC nas diversas condições de operação;
- (b) devem ser consideradas as características de manobra de elementos de compensação reativa e filtros do(s) elo(s) CC, informadas ao ONS pelo agente responsável.

5.4.10 Controle do sistema CC:

- (a) deve ser analisada a operação do elo CC em controle de potência e/ou corrente constante para as diversas condições possíveis de operação, de acordo com o projeto do elo, tanto para tensão CC nominal como para tensão reduzida (caso disponível).

5.4.11 Ângulo de disparo do terminal retificador:

- (a) o projeto de cada elo CC deve definir a(s) faixa(s) de operação do ângulo de disparo do terminal retificador, prevista(s) para estratégia de controle implementada, que devem ser informados ao ONS para utilização nos estudos elétricos.

5.4.12 Ângulo de extinção do inversor:

- (a) o projeto de cada elo CC deve definir a(s) faixa(s) de operação do ângulo de extinção do terminal inversor prevista(s) para a estratégia de controle implementada, bem como seu valor mínimo de operação, que devem ser informados ao ONS para utilização nos estudos elétricos.

5.4.13 Devem ser informados ao ONS a(s) faixa(s) de operação de todas as grandezas controladas pelo elo CC em função da estratégia de controle implementada, como por exemplo: tensão CA, tensão CC, ângulo de disparo, ângulo de extinção, intercâmbio de potência reativa, etc.

5.4.14 Estudos elétricos referentes a elos CC devem considerar, pelo menos, situações de contingência simples em qualquer ponto da rede CA conectada às subestações retificadora e inversora (qualquer terminal do elo CC), considerando também os diversos modos de operação disponíveis ao elo CC. A perda de elementos CC, incluindo conversores, polo e o próprio bipolo também devem ser avaliadas.

5.4.15 Para efeito dos estudos elétricos, a margem de corrente pode ser considerada, em princípio, igual a 10% da corrente nominal, devendo ser utilizado preferencialmente o valor de projeto informado pelo agente responsável.

6 DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

6.1.1 Os estudos de fluxo de potência ótimo (FPO) consideram restrições em suas variáveis e seu cálculo é realizado aplicando-se alguma técnica de otimização. Se caracterizam como um refinamento dos estudos do item 5 deste submódulo. As diretrizes e os critérios apresentados nos itens 5.2 e 5.3 deste submódulo e complementados neste item para os estudos de FPO são aplicados a estudos específicos descritos nos Módulos 4 e 6.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

6.1.2 O ponto de operação a ser pesquisado por meio de estudos de FPO deve ter viabilidade operativa. Em outras palavras, controles como nível de tensão e geração de potência ativa e reativa dos geradores, tape dos LTC⁴ e ângulo dos defasadores devem operar dentro de limites aceitáveis e restrições em tensões nodais. Por outro lado, carregamentos em linhas de transmissão e transformadores devem ser respeitados, e uma determinada função objetivo, otimizada.

6.1.3 Os estudos de FPO podem ser elaborados para uma diversidade de funções objetivo, como, por exemplo, mínimo corte de carga, mínimo custo de geração de potência ativa, mínima injeção de potência reativa, máxima transferência de potência ativa entre áreas e máximo carregamento em um conjunto de barras.

6.1.4 Os estudos de FPO podem abranger restrições de segurança, na busca de um ponto de operação que atenda também ao regime de emergência.

6.1.5 Podem ser definidas manobras, tais como entrada e/ou saída de circuitos, geradores, equipamentos tipo shunt e de alteração de carga, associadas a determinadas emergências.

6.1.6 Para realizar estudos de FPO é de fundamental importância a definição precisa das áreas de monitoração e das áreas de controle, ou seja, a definição que melhor traduz a realidade operativa dessas áreas. Nas áreas de monitoração, variáveis elétricas – tais como tensões nodais e carregamentos em linhas de transmissão e transformadores – são monitoradas. Nas áreas de controle, os controles que promovem o redespacho de potência ativa e reativa, são ajustados de forma ótima, de modo a trazer as variáveis elétricas monitoradas para os limites aceitáveis.

6.1.7 Dependendo da definição das áreas de controle e do ponto de operação inicial fornecido para os estudos de FPO, os controles devem explorar toda a faixa de operação.

6.1.8 O principal subproduto dos estudos de FPO consiste nas análises de sensibilidade baseadas nos Multiplicadores de Lagrange. Esses multiplicadores, quando associados, por exemplo, à função objetivo mínimo corte de carga, devem apontar necessidades de ampliações ou reforços no sistema elétrico, de modo a minimizar eventuais cortes de carga.

6.1.9 Os dados de rede para os estudos de FPO devem ser os constantes nos bancos de dados do ONS, obtidos conforme o estabelecido no Submódulo 11.3. Para esses estudos de FPO com determinadas funções objetivo, pode ser necessário o fornecimento de dados complementares aos contidos nos bancos de dados do ONS.

6.1.10 A ferramenta computacional utilizada nesses estudos – *Modelo de fluxo de potência ótimo* – está apresentada no Submódulo 18.2.

7 DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO

7.1 Aspectos gerais

7.1.1 Os estudos de curto-circuito dão subsídios para:

- (a) o cálculo de equivalentes da rede;

⁴ On load tap changer.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (b) o dimensionamento elétrico e mecânico de disjuntores, chaves seccionadoras, barramentos, linhas de transmissão, transformadores, aterramento de instalações e outros equipamentos;
- (c) a especificação de transformadores de corrente, bobinas de bloqueio e sistemas de proteção; e
- (d) os estudos relativos ao ajuste e coordenação da proteção.

7.1.2 Os dados de rede para os estudos de curto-circuito são os constantes nos bancos de dados do ONS e complementados pelas informações dos agentes, obtidos conforme o estabelecido no Submódulo 11.3.

7.1.3 Os estudos de curto-circuito visam verificar a evolução dos níveis de curto-circuito, verificar a adequação dos disjuntores quanto à capacidade de interrupção de corrente simétrica, proporcionar os ajustes e a coordenação de sistemas de proteção, e subsidiar os estudos de estabilidade eletromecânica e de transitórios eletromagnéticos.

7.1.4 As diretrizes e os critérios apresentados neste item aplicam-se a estudos específicos cujo detalhamento se encontra nos Módulos 4, 6 e 11.

7.1.5 A ferramenta computacional utilizada nesses estudos – *Modelo para análise de curto-circuito* – está apresentada no Submódulo 18.2.

7.2 Diretrizes e critérios para os estudos

7.2.1 A fim de que sejam obtidas as correntes máximas de curto-circuito, considera-se o sistema em regime subtransitário ($X''d$), na configuração estabelecida para o horizonte do estudo, com todos os componentes em operação.

7.2.2 As reatâncias de sequência positiva e zero das unidades geradoras e dos compensadores síncronos devem ser representadas pelos seus valores subtransitórios saturados.

7.2.3 As usinas eólicas devem ser representadas nos estudos de curto-circuito, tendo como referência a tecnologia empregada nos aerogeradores e os valores de corrente de contribuição para curtos-circuitos correspondentes.

7.2.4 As contribuições de elos de corrente contínua e conversores estáticos para a corrente de curto-circuito não devem ser consideradas.

7.2.5 Os estudos para verificação da evolução dos níveis de curto-circuito devem comparar quantitativamente as duas configurações de sistema – a atual e aquela com 1 (um) ano à frente.

7.2.5.1 Dessa comparação, obtém-se relatório com a indicação:

- (a) de variações a partir de $\pm 30\%$ dos níveis de curto-circuito, para identificar as obras que as motivaram; e
- (b) de variações a partir de $\pm 10\%$ dos níveis de curto-circuito, a fim de indicar as eventuais alterações nos ajustes de proteção, destacando também quais as barras de fronteira que apresentam variações no nível de curto-circuito a partir de $\pm 10\%$, visando à elaboração

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

pelos agentes do Plano Anual de Reajustes das Proteções de Fronteira, conforme estabelecido no Submódulo 11.5.

7.2.6 Os estudos para verificar a superação de capacidade dos disjuntores são realizados para a corrente de interrupção simétrica.

7.2.6.1 Compara-se o nível de curto-circuito na barra, tanto para curto monofásico quanto para curto trifásico, com o menor valor da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores do barramento.

7.2.6.2 Quando esse nível atinge o valor de 95%, deve ser efetuado um estudo mais detalhado, definido como estudo de corrente passante, em que se busca identificar a efetiva corrente passante pelo disjuntor.

7.2.6.3 Caso essa corrente atinja um valor igual ou superior a 100%, o disjuntor correspondente deve ser considerado em estado “superado” por capacidade de interrupção simétrica e, se a corrente passante estiver entre 90 e 100%, o disjuntor é considerado em estado de “alerta”.

7.2.7 O ONS indica, conforme critério estabelecido no item 6.3.1 do Submódulo 11.3, os disjuntores com potenciais problemas de superação de capacidade de interrupção, para os quais os agentes devem realizar estudos específicos quanto à capacidade de interrupção assimétrica e quanto à tensão de restabelecimento transitória (TRT).

8 DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE ESTABILIDADE ELETROMECAÂNICA

8.1 Aspectos gerais

8.1.1 Os estudos da estabilidade eletromecânica de sistemas elétricos de potência estão relacionados à análise do comportamento desses sistemas após distúrbios. O tipo de distúrbio e a natureza dos fenômenos a serem analisados definem o grau de detalhamento e as características da modelagem que se deve usar na representação do sistema elétrico. Como resultado desses distúrbios, que usualmente são decorrentes de súbitas mudanças estruturais na rede elétrica, o sistema sai do ponto de operação estável que se encontrava e tende a se acomodar em outro ponto de operação. As unidades geradoras são submetidas a acelerações e desacelerações de tal intensidade que certas unidades ou grupos de unidades podem perder sincronismo entre si ou com o sistema. Dependendo da natureza e da duração do distúrbio, o comportamento eletromecânico das unidades geradoras pode ser amortecido ou não amortecido, resultando em um novo ponto de operação estável ou no colapso do sistema.

8.1.2 Os dados e modelos de máquinas, reguladores de tensão, seus limitadores e compensadores, sinais adicionais estabilizantes, reguladores de velocidade, geradores eólicos, compensadores estáticos, TCSC⁵, sistemas CC, modelos de carga, proteções e demais equipamentos de controle são os constantes em bancos de dados do ONS e complementados por informações dos agentes.

⁵ Thyristor controlled series capacitor

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

8.1.3 As diretrizes e os critérios apresentados nos itens 5.2 e 5.3 deste submódulo e complementados neste item para os estudos de estabilidade eletromecânica são aplicados a estudos específicos descritos nos Módulos 4, 6, 21 e 22 e relacionam-se aos seguintes assuntos:

- (a) análise de estabilidade entre áreas, para a proposição de ampliações e reforços ou para o planejamento e programação da operação elétrica;
- (b) avaliação dos limites de transferência de potência entre áreas e subsistemas, com definição dos limites de intercâmbio;
- (c) análise dos impactos relativos a energização, desenergização, fechamento de anéis, fechamento de paralelos, religamento automático, análise/definição de SEP e, ainda, ajuste de proteções e otimização de controladores;
- (d) análise de sobretensões dinâmicas referentes a perturbações que provoquem rejeições de grandes blocos de carga para o ajuste de proteções de sobretensão e o dimensionamento de compensação reativa;
- (e) análise de ocorrências de grande porte no SIN, para determinação de suas causas e definição das providências necessárias para evitá-las ou para reduzir seus impactos.

8.1.4 A ferramenta computacional utilizada nestes estudos – *Modelo para análise de estabilidade eletromecânica* – está apresentada no Submódulo 18.2.

8.2 Diretrizes para estudos em sistemas CA

8.2.1 As condições de carga, geração e configuração do sistema a serem utilizadas como condições iniciais nos casos de análise de estabilidade eletromecânica devem ser aquelas que caracterizem condições normais e de Rede Incompleta⁶ em regime permanente para carga pesada, média, leve e mínima.

8.2.2 Devem ser feitas simulações para abertura intempestiva de elementos do sistema sem curto circuito prévio e/ou com a aplicação de curto-circuito monofásico.

8.2.3 Com relação aos tipos de contingências a serem simuladas, aplicam-se os itens 5.2.8, 5.2.9 e 5.2.11 deste submódulo.

8.2.4 Em função da contingência analisada, deve ser considerada a atuação dos sistemas de proteção e SEP relevantes para o desempenho do sistema elétrico.

8.2.4.1 Nos estudos de ampliações e reforços, a aplicação dessa diretriz deve ser definida ao se estabelecer o escopo do estudo.

8.2.5 Para estudos de planejamento e programação da operação elétrica e estudos pré-operacionais, as eventuais limitações decorrentes de características dos equipamentos devem ser informadas pelos agentes. Esses estudos devem levar em conta os ajustes de proteção dos equipamentos informados pelos agentes. Pode-se, assim, avaliar a necessidade da definição de restrições operativas ou de SEP.

⁶ Submódulo 6.6.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

8.2.6 Para definição de SEP, os estudos de estabilidade eletromecânica devem ser realizados para os eventos estabelecidos na etapa de definição do escopo do estudo. Toma-se, então, como referência o seguinte conjunto de situações:

- (a) falta na barra com atuação correta da proteção;
- (b) falta na barra com falha de disjuntor;
- (c) falta em linhas de transmissão que compartilhem a mesma torre ou a mesma faixa de passagem, seguida da abertura de ambos os circuitos;
- (d) falta em circuitos – duplos ou não – com falha de disjuntor;
- (e) perda de todas as seções de barra de um mesmo nível de tensão; e
- (f) perda de uma interligação elétrica que provoque a abertura de outras interligações.

8.2.7 Para os estudos de estabilidade eletromecânica, a modelagem do sistema deve considerar os seguintes aspectos:

- (a) os geradores termoelétricos devem ser representados pelo modelo de máquina de polos lisos, com saturação e enrolamentos amortecedores;
- (b) os geradores hidroelétricos devem ser representados pelo modelo de máquina de polos salientes, com saturação e enrolamentos amortecedores;
- (c) usinas de pequeno porte podem ser representadas pelo modelo clássico ou, simplesmente, não ser representadas;
- (d) na representação de novas usinas para as quais não se dispõe de dados, devem ser utilizados valores típicos de máquinas similares;
- (e) os reguladores de tensão e de velocidade e os sinais adicionais estabilizantes de todas as máquinas representadas devem estar modelados, com exceção dos reguladores de velocidade de máquinas térmicas que apresentem constantes de tempo superiores ao tempo de simulação definido no escopo do estudo específico;
- (f) os limitadores de reguladores que possuam constantes de tempo inferiores ao tempo de simulação devem ser representados, bem como os dispositivos que ativam e desativam os sinais adicionais estabilizadores;
- (g) os sistemas de excitação devem ser normalmente representados com suas limitações relevantes;
- (h) nos estudos de estabilidade, a carga deve ser representada da maneira mais realista possível; nessa representação, devem-se incluir, dependendo dos dados disponíveis, os modelos estáticos e dinâmicos, lineares ou não lineares;
- (i) os sistemas de CC devem ser representados com base no estabelecido no item 8.10 deste submódulo;

| | | | |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (j) os equipamentos FACTS⁷ e seus controles principais existentes no SIN (compensador estático e TCSC) e seus controles principais devem ser representados;
- (k) proteções de distância, de sobretensão, de perda de sincronismo e SEP (Esquemas Regionais de Alívio de Carga - ERAC, Esquemas de Corte de Geração - ECG, entre outros) pertinentes à análise devem ser considerados.

8.2.8 Em estudos de planejamento da operação elétrica de médio prazo deve-se verificar a necessidade do emprego e/ou do ajuste das proteções para perda de sincronismo, no intuito de promover bloqueio ou permissão de atuação seletiva de equipamentos de manobra. Minimizam-se, assim, os reflexos, sobre o sistema, de distúrbios que provoquem colapso de tensão ou instabilidade entre as áreas decorrentes da perda parcial ou total de interligações elétricas.

8.2.9 No caso da incorporação de novas centrais geradoras ao sistema, os parâmetros de controle devem ser especificados para atender aos requisitos mínimos descritos no Submódulo 3.6.

8.2.9.1 Caso existam, na base de dados para estudo de estabilidade eletromecânica, valores de temporização para início da atuação de limitador de sobre-excitação, de unidades geradoras e de compensadores síncronos, superiores ao tempo de simulação usualmente utilizado – da ordem de 15 (quinze) segundos – pode-se fazer uma avaliação do desempenho do sistema em que se leve em conta a atuação do limitador depois de 5 (cinco) segundos. Deve-se informar a temporização utilizada na determinação das restrições elétricas.

8.2.10 Se não houver informações para representação da carga em função da tensão, deve-se representá-la como 50% de potência constante e 50% de impedância constante para a parte ativa, e como 100% de impedância constante para a parte reativa.

8.2.11 Na ausência de valores de amortecimento da carga com a frequência, utiliza-se uma constante de 1,0pu/pu na modelagem dos reguladores de velocidade e turbina.

8.2.12 Os tempos de isolamento dos defeitos devem ser obtidos com base nos tempos de manobra de elementos que dependem do arranjo físico da subestação e do tempo de atuação da própria proteção. Tempos indicativos de isolamento do defeito são apresentados na Tabela 2. Estes valores só devem ser utilizados quando não houver informações disponíveis nos bancos de dados ou quando não forem fornecidas pelos agentes. Caso haja necessidade de elaborar estudos específicos, devem ser solicitados aos agentes os dados de tempo de eliminação de defeitos.

8.2.13 Tabela 2 – Tempos indicativos de eliminação de defeitos

| Tensão nominal de operação ⁽¹⁾ (kV) | Tempo de eliminação (milissegundos) (operação dos relés + abertura do disjuntor) | |
|---|---|------------------------|
| | Sem falha do disjuntor | Com falha do disjuntor |
| 765 | 80 | 200 |

⁷ Flexible AC transmission system.

| | | | |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

| Tensão nominal de operação ⁽¹⁾ (kV) | Tempo de eliminação (milissegundos) (operação dos relés + abertura do disjuntor) | |
|---|---|------------------------|
| | Sem falha do disjuntor | Com falha do disjuntor |
| 525 e 500 | 100 | 250 |
| 440 | 100 | 250 |
| 345 | 100 | 400 |
| 230 | 150 | 500 |
| 138 | 150 | 500 |
| 138 ⁽²⁾ | 450 | 750 |
| 88 ⁽²⁾ | 450 | 750 |
| 69 ⁽²⁾ | 800 | 1000 |

(1) Valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado.

(2) Sem teleproteção.

8.2.14

8.2.15 Em princípio não deve haver atuação de dispositivos de proteção do banco de capacitores série para faltas externas, à exceção de faltas que sejam eliminadas em tempo superior ao tempo máximo de eliminação da falta sem falha do disjuntor (vide item 8.2.12 deste submódulo).

8.2.15.1 No caso de ocorrência de *by-pass* do banco de capacitores série, para a representação adequada desse evento em estudos de estabilidade eletromecânica, devem ser consideradas as características específicas e a atuação da proteção de cada banco, que devem ser informadas pelo agente de transmissão.

8.2.15.2 Nesse contexto, o capacitor série deve ser representado por⁸:

- (a) reatância nula quando há *by-pass* monofásico com curto-circuito monofásico;
- (b) 2/3 (dois terços) da reatância nominal quando há *by-pass* monofásico sem curto-circuito monofásico próximo;
- (c) reatância nula quando há *by-pass* trifásico.

8.2.16 Nos estudos de planejamento e programação da operação elétrica e nas análises de sensibilidade específicas para a determinação dos limites de intercâmbio dos estudos de ampliações

⁸ Nota Técnica DSE.T.033.84. *Simulação de capacitores série em estudos de estabilidade*. Rio de Janeiro: Furnas Centrais Elétricas, dez. 1984.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

e reforços (PAR), as simulações de perda dupla de circuitos bem como de perdas múltiplas em troncos de transmissão, conforme definido no item 5.2.9 deste submódulo, devem considerar:

- (a) faltas fase-terra em linhas de transmissão, próximas à barra, com atuação correta da proteção após os tempos de eliminação de defeitos (atuação do relé mais abertura do disjuntor) indicados na Tabela 2 do item 8.2.12 deste submódulo; e
- (b) a abertura simultânea dos circuitos envolvidos.

8.3 Critérios para estudos em sistemas CA

8.3.1 Em qualquer condição de carga, o sistema deve permanecer estável para aberturas intempestivas com ou sem a aplicação de curtos-circuitos monofásicos, sem religamento, ainda que haja a perda de algum dos elementos do sistema de transmissão, até mesmo de transformadores.

8.3.1.1 O curto monofásico é usado por ser, entre os defeitos, o de mais alta probabilidade de ocorrência.

8.3.1.2 Nos casos de contingências caracterizadas nos itens 5.2.8 e 5.2.9 deste submódulo, que provocam aberturas de parte ou da totalidade de interligações elétricas entre áreas do SIN, os subsistemas que resultam dessas aberturas devem se manter estáveis. Adicionalmente, o sistema deve ser dinamicamente estável nas pequenas variações de intercâmbio nessas interligações.

8.3.1.3 Além de ser estável, o sistema não deve estar sujeito a riscos de sobrecargas inadmissíveis em equipamentos, à violação de faixas de tensão, nem tampouco a desligamentos indesejáveis de elementos da rede ou de carga.

8.3.1.4 O carregamento dos equipamentos principais de transmissão deve ser avaliado em função de suas características e das características dos equipamentos terminais. Com relação aos limites de carregamento, aplicam-se os itens 5.3.5, 5.3.6 e 5.3.7 deste submódulo.

8.3.2 Em períodos de simulação que se caracterizam como de regime permanente, devem ser aplicados os critérios relacionados no item 5.3 deste submódulo.

8.3.3 Para a avaliação da estabilidade eletromecânica devem ser considerados os seguintes critérios:

- (a) a tensão mínima para situação pós-distúrbio no SIN, na primeira oscilação, não pode ser inferior a 60% da tensão nominal de operação (63% para 500kV) e, nas demais oscilações, deve ser superior a 80% da tensão nominal de operação (84% para 500kV);
- (b) A máxima variação de tensão admitida entre o instante inicial e o final da simulação dinâmica deve ser de 10% da tensão nominal de operação, ou seja, $V_{final} \geq [V_{inicial} - 10\% V_{nop}]$;
- (c) a amplitude máxima de oscilações de tensão eficaz pico a pico deve ser de 2%, em valor absoluto, 10 (dez) segundos após a eliminação do distúrbio.

8.3.4 No cálculo dos limites de intercâmbio elétrico entre áreas do SIN, deve-se utilizar metodologia baseada nos critérios do item 8.3.3 deste submódulo. Essa metodologia já inclui a margem de segurança em relação ao limite de estabilidade para a adequada operação do sistema.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

8.3.5 No escopo dos estudos deve ser explicitada a utilização de critérios adicionais aos indicados no item 8.3 deste submódulo.

8.4 Diretrizes e critérios para estudos eletromecânicos de fechamento de paralelo

Deve-se prever um controle de tensão adequado, de tal forma que as sobretensões sustentadas fiquem reduzidas aos níveis admissíveis informados pelos agentes. Na falta desses valores, devem ser utilizados os limites máximos indicados na Tabela 1 (em carga) ou na Tabela 3 e na Tabela 4.

8.4.2. Os estudos dinâmicos devem determinar os valores máximos permitidos para a diferença de tensão, ângulo e frequência entre as barras envolvidas no fechamento de paralelo, de modo a limitar aos critérios especificados as variações instantâneas de potência acelerante nas unidades geradoras, de modo a se evitarem esforços superiores aos permitidos nas unidades geradoras. Os valores de referência são:

- (a) máxima diferença de frequência igual a 0,2Hz;
- (b) máxima diferença de tensão igual a 10% da tensão nominal de operação; e
- (c) máxima defasagem angular igual a 10 graus.

8.5 Diretrizes e critérios para estudos eletromecânicos de fechamento de anel

8.5.1 Estes estudos objetivam avaliar os efeitos de fechamentos de anel elétrico na rede de transmissão sobre as unidades geradoras, no sentido de se evitarem esforços mecânicos excessivos em seus eixos.

8.5.1.1 Para unidades termoelétricas, o fator relevante é a fadiga cíclica a que o material do eixo do turbogerador é submetido, decorrente de oscilações torcionais.

8.5.1.2 Para unidades hidroelétricas, embora a perda de vida útil causada pela fadiga cíclica a que o eixo é submetido seja considerada normalmente irrelevante, outras restrições podem ser relevantes.

8.5.2 Em estudos eletromecânicos, a avaliação desse tipo de solicitação é feita com base na variação percentual instantânea da potência ativa (ΔP) gerada pela unidade:

$$\Delta P = P_{\text{ele}(t=0-)} - P_{\text{ele}(t=0+)}$$

onde:

$P_{\text{ele}(t=0-)}$ é a potência ativa gerada imediatamente antes do fechamento de anel, e

$P_{\text{ele}(t=0+)}$ é a potência ativa gerada imediatamente após o fechamento de anel.

8.5.2.1 Se a variação instantânea da potência ativa ΔP da unidade geradora é igual ou inferior a 50% da sua potência nominal aparente, o fechamento de anel é permitido tanto para unidades hidroelétricas quanto para unidades termoelétricas.

8.5.3 No caso de a variação instantânea da potência ativa ΔP da unidade geradora ser superior a 50% da sua potência nominal aparente, o agente deve ser consultado sobre a possibilidade de haver

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

danos em componentes da unidade em decorrência do impacto mecânico a que esses componentes são submetidos.

8.5.4 No caso de máquinas hidráulicas, não havendo outras restrições por parte do agente, o valor da variação instantânea da potência ativa pode ser superior a 50%.

8.5.5 No caso de máquinas térmicas, se o valor da variação instantânea da potência ativa dessas máquinas for superior a 50%, só será permitido o fechamento do anel se a perda de vida útil causada pela fadiga cíclica do material do eixo for inferior a 0,01% ou a outro limite informado pelo agente ao ONS. As eventuais restrições deverão ser demonstradas pelo agente através de estudos específicos.

8.5.6 O fechamento entre áreas deve ser precedido da observação de pontos importantes no fechamento de um anel elétrico, quais sejam, os valores máximos permitidos para a diferença de tensão e ângulo entre as barras envolvidas. Esses valores devem ser determinados pelos estudos dinâmicos, de modo a se evitem esforços superiores aos permitidos nas unidades geradoras.

8.6 Diretrizes e critérios para estudos eletromecânicos de sobretensões dinâmicas

8.6.1 Nos estudos de sobretensões dinâmicas, a modelagem deve incluir:

- (a) representação da variação dos parâmetros⁹ da rede com a frequência;
- (b) modelo de máquina síncrona abrangendo enrolamentos amortecedores, saturação e reguladores de tensão (vide itens 8.2.7(a) e (b) deste submódulo); e
- (c) compensadores estáticos controláveis, modelados segundo as características de controle de sobretensão, da forma mais detalhada possível.

8.6.2 Como a ocorrência de autoexcitação em máquinas síncronas pode causar sobretensões bastante severas, nos casos em que uma análise simplificada identificar riscos potenciais deve ser efetuada uma análise detalhada da possibilidade de ocorrência desse fenômeno.

8.6.2.1 A autoexcitação pode ocorrer nos seguintes casos:

- (a) energização de linhas longas;
- (b) rejeição de carga envolvendo linhas longas;
- (c) perda de interligação em subestações nas quais existam instalados bancos de capacitores e compensadores síncronos;
- (d) perdas de interligação CA, junto a subestações conversoras CC, com a presença de filtros de harmônicas, bancos de capacitores e compensadores síncronos.

8.6.2.2 Para contornar os riscos de autoexcitação, pode-se optar por reforço na compensação indutiva, alteração de parte dos bancos de capacitores previstos por compensação estática controlável ou dotar o sistema de excitação da máquina com capacidade de corrente de campo negativa, o que deve ser acordado entre o ONS e os agentes envolvidos.

⁹ Variação das reatâncias de rede e de máquina com a frequência.

| | | | |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

8.6.2.3 As simulações devem ser estendidas por um período mínimo de 8 (oito) segundos, no qual o crescimento das tensões é função das sobrevelocidades dos geradores. Assim, recomenda-se representar os reguladores de velocidade ajustados para se obter a velocidade máxima das turbinas.

8.6.3 Nos estudos de rejeição de carga, são consideradas as configurações resultantes de contingências que sejam visualizadas como as mais severas para o sistema em estudo, simulando-se um tempo da ordem de 0,5 (meio) segundo.

8.6.3.1 Nesses estudos, a compensação reativa global – reativa capacitiva e indutiva – é dimensionada para que o sistema suporte, sem violação dos critérios, a ocorrência dos seguintes eventos:

- (a) rejeição de carga simples, direta e inversa, esta última consistindo na abertura de um único terminal de linha;
- (b) rejeição múltipla, caracterizada pela abertura dos terminais de circuitos distintos na mesma extremidade, simultaneamente, por causa comum, tal como curto-circuito no barramento seguido de abertura dos disjuntores de linha;
- (c) curto-circuito fase à terra, seguido de rejeição da carga, a não ser que as máquinas diretamente envolvidas sejam do tipo regulador estático e *ceiling* variável com a tensão terminal (*bus fed*), caso em que se considera somente a rejeição de carga; e
- (d) perda não simultânea de compensador síncrono, estático, reator, transformador ou consumidor de grande porte.

8.6.4 Os valores máximos admissíveis para sobretensões dinâmicas são determinados a partir da curva de suportabilidade de sobretensão a 60Hz dos equipamentos sob análise e da tensão admissível para abertura de linhas em vazio.

8.6.4.1 Não se deve levar em conta a suportabilidade dos para-raios, que deve ser objeto de estudos específicos (vide item 9 deste submódulo).

8.6.5 Os valores máximos admissíveis devem ser fornecidos pelos agentes. Na ausência desses valores, devem ser utilizados os limites máximos de tensão indicados na Tabela 3 e na Tabela 4.

8.6.6 **Tabela 3** – Sobretensões dinâmicas e sustentadas admissíveis a 60Hz

| Tensão nominal de operação ⁽¹⁾ | Máxima tensão dinâmica sem elementos saturáveis | | Máxima tensão dinâmica com elementos saturáveis | | Máxima tensão sustentada em vazio ⁽³⁾ | |
|---|---|---------------------|---|---------------------|--|---------------------|
| | (kV) | (pu) ⁽²⁾ | (kV) | (pu) ⁽²⁾ | (kV) | (pu) ⁽²⁾ |
| 138 | 203 | 1,47 | 193 | 1,40 | 152 | 1,10 |
| 230 | 339 | 1,47 | 322 | 1,40 | 253 | 1,10 |
| 345 | 507 | 1,47 | 483 | 1,40 | 398 | 1,15 |

| | | | |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

| | | | | | | |
|-----|------|------|------|------|--------------------|----------------------|
| 440 | 645 | 1,47 | 616 | 1,40 | 506 | 1,15 |
| 500 | 770 | 1,54 | 735 | 1,47 | 600 | 1,20 |
| 525 | 770 | 1,47 | 735 | 1,40 | 600 | 1,15 |
| 765 | 1120 | 1,47 | 1070 | 1,40 | 800 ⁽⁴⁾ | 1,046 ⁽⁴⁾ |

- (1) Valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado.
 (2) Valores em pu tendo como base a tensão nominal de operação.
 (3) Em terminal aberto de linha de transmissão por 1 (uma) hora.
 (4) Restrição imposta por limitação de equipamentos.

Tabela 4 – Valores admissíveis de tensão, entre fases, para a condição de pré-abertura de linhas em vazio

| Tensão nominal de operação ⁽¹⁾ | Tensão máxima a 60 Hz ⁽³⁾ | | Tensão máxima a 62 Hz ⁽⁴⁾ | | Tensão máxima a 64 Hz ⁽⁴⁾ | | Tensão máxima a 66 Hz ⁽⁴⁾ | |
|---|--------------------------------------|---------------------|--------------------------------------|---------------------|--------------------------------------|---------------------|--------------------------------------|---------------------|
| | (kV) | (pu) ⁽²⁾ | (kV) | (pu) ⁽²⁾ | (kV) | (pu) ⁽²⁾ | (kV) | (pu) ⁽²⁾ |
| 138 | 203 | 1,47 | 196 | 1,42 | 189 | 1,37 | 184 | 1,33 |
| 230 | 339 | 1,47 | 327 | 1,42 | 315 | 1,37 | 306 | 1,33 |
| 345 | 507 | 1,47 | 490 | 1,42 | 474 | 1,37 | 460 | 1,33 |
| 440 | 645 | 1,47 | 625 | 1,42 | 603 | 1,37 | 585 | 1,33 |
| 500 | 770 | 1,54 | 745 | 1,49 | 720 | 1,44 | 700 | 1,40 |
| 525 | 770 | 1,47 | 745 | 1,42 | 720 | 1,37 | 700 | 1,33 |
| 765 | 1120 | 1,47 | 1085 | 1,42 | 1050 | 1,37 | 1015 | 1,33 |

- (1) Valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado.
 (2) Valores em pu tendo como base a tensão nominal de operação.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (3) Valores normalizados de acordo com a ABNT¹⁰.
- (4) Valores obtidos a partir da referência normalizada, que é definida para 60Hz. O critério adotado é a manutenção da taxa de crescimento da envoltória da tensão de restabelecimento na abertura de linhas a vazio. A taxa de crescimento é mantida igual à respectiva taxa para 60Hz. Como consequência, quanto maior a frequência da rede na condição de pré-manobra, menor será a tensão máxima admitida.

8.6.7

8.6.8 Os valores máximos de tensão admissíveis em estudos de energização a 60Hz de linhas de transmissão devem ser fornecidos pelos agentes. Na ausência desses valores:

- (a) os níveis de tensão em regime permanente no terminal emissor antes e depois da energização não devem exceder os valores máximos apresentados na Tabela 1 deste submódulo;
- (b) os níveis de tensão depois da manobra no terminal aberto de linha de transmissão não devem exceder os valores de máxima tensão sustentada em vazio por uma hora mostrados na Tabela 3 e na Tabela 4.
- (c) Tabela **3** deste submódulo.

8.7 Diretrizes e critérios para estudos eletromecânicos de religamento automático de linhas de transmissão

8.7.1 O religamento de linhas no SIN tem dois objetivos principais:

- (a) manutenção da estabilidade eletromecânica das máquinas síncronas presentes no sistema, ocasião em que o religamento automático se torna ainda mais importante; e
- (b) automação do retorno da linha de transmissão ao serviço, em tempo inferior ao do religamento manual.

8.7.2 Os estudos de religamento automático de linhas de transmissão objetivam avaliar os efeitos de religamentos automáticos de linhas de transmissão sobre as unidades geradoras, no sentido de se evitarem esforços mecânicos excessivos em seus eixos.

8.7.3 Nos estudos de implementação de esquemas de religamento automático, devem ser observados esforços produzidos nos eixos de geradores síncronos e consideradas as condições de operação e as diferentes topologias de rede.

8.7.4 Os estudos de estabilidade eletromecânica devem avaliar as perspectivas de sucesso do religamento considerando o tempo morto necessário para a extinção do arco secundário, conforme definido nos estudos de transitórios eletromagnéticos.

¹⁰ ABNT, Equipamentos de Alta Tensão – Parte 100: Disjuntores de Alta Tensão de Corrente Alternada, NBR IEC 62271-100, 04/01/2007.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

8.7.4.1 Devem ser investigadas a potência acelerante das usinas eletricamente próximas às subestações onde são feitas as manobras, bem como a diferença angular da tensão no terminal seguidor.

8.7.4.2 Deve-se considerar também a possibilidade de atuação da proteção de sobretensão a 60Hz, em função dos valores observados na simulação e do ajuste dos relés.

8.7.5 Os seguintes aspectos gerais e de experiência operativa do SIN devem ser considerados nos estudos de religamento automático de linhas de transmissão:

- (a) os estudos de religamento automático de linhas de transmissão procuram avaliar, por meio de simulações dinâmicas, se os valores das sobretensões e dos torques eletromecânicos nos equipamentos, resultantes da manobra, estão de acordo com os critérios adotados para se garantir a integridade desses equipamentos;
- (b) os religamentos podem ser tripolares e/ou monopolares, dependendo dos equipamentos disponíveis e do esquema utilizado; o religamento monopolar é o menos severo entre os tipos considerados sob o ponto de vista dinâmico e consequentes esforços em unidades geradoras e sobretensões dinâmicas associadas;
- (c) as contingências devem ser estudadas para se verificar a condição mais crítica para o religamento:
 - (1) essas contingências estão relacionadas à perda de carga total ou parcial, à perda de geração ou ao desligamento de circuitos;
 - (2) o desligamento de circuitos tem reflexos na redução da potência de curto circuito no barramento onde se realiza a manobra e na distribuição dos impactos de potência, ao passo que a perda de carga total ou parcial se relaciona com a redução dos amortecimentos;
- (d) o ajuste máximo do ângulo da proteção de verificação de sincronismo deve ser compatível com o valor limite de estabilidade relativo ao defeito mais severo selecionado pelo religamento.
- (e) para a simulação de religamentos automáticos são necessários:
 - (1) tempo de abertura do disjuntor na 1ª extremidade da linha a ser aberta pela atuação da proteção;
 - (2) tempo de abertura do disjuntor na 2ª extremidade da linha a ser aberta pela atuação da proteção; no caso de comando de abertura por transferência de disparo, deve-se adicionar o tempo de transmissão do comando a esse tempo de abertura;
 - (3) tempo morto necessário para extinção do arco secundário;
 - (4) tempo de religamento do terminal líder;
 - (5) tempo de religamento do terminal seguidor. Quando se utiliza controle de fechamento por relé de verificação de sincronismo, deve-se adicionar, ao tempo de religamento, uma previsão de tempo para a sua permissão de fechamento;

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (f) para os tempos de abertura dos disjuntores devem ser considerados os valores informados pelos agentes ao ONS ou, na falta destes, os valores indicativos constantes da Tabela 2.
- (g) o tempo morto tem como referência estudos de transitórios eletromagnéticos (religamento monopolar) e de estabilidade eletromecânica (religamento tripolar).
- (h) para o tempo de transferência de disparo pode ser adotado o valor de 20ms.
- (i) para o tempo de verificação de sincronismo poder ser adotado um valor de 300ms.

8.7.6 Para unidades termoelétricas, em religamentos automáticos de linhas de transmissão o fator relevante é a fadiga cíclica a que o material do eixo do turbogerador é submetido, decorrente de oscilações torcionais.

8.7.7 Para unidades hidroelétricas, embora a perda de vida útil causada pela fadiga cíclica a que o eixo é submetido seja considerada normalmente irrelevante, outras restrições podem ser relevantes.

8.7.8 Em estudos eletromecânicos, a avaliação desse tipo de solicitação é feita com base na variação percentual instantânea da potência ativa (ΔP) gerada pela unidade:

$$\Delta P = P_{\text{ele}(t=0^-)} - P_{\text{ele}(t=0^+)}$$

onde:

$P_{\text{ele}(t=0^-)}$ é a potência ativa gerada imediatamente antes do religamento automático, e

$P_{\text{ele}(t=0^+)}$ é a potência ativa gerada imediatamente após o religamento automático.

8.7.8.1 Se a variação instantânea da potência ativa ΔP da unidade geradora é igual ou inferior a 50% da sua potência nominal aparente, o fechamento de anel é permitido tanto para unidades hidroelétricas quanto para unidades termoelétricas.

8.7.8.2 No caso de o valor da variação instantânea da potência ativa ΔP da unidade geradora ser superior a 50% da sua potência nominal aparente, o agente deve ser consultado sobre a possibilidade de haver danos em componentes da máquina, em decorrência do impacto mecânico a que esses componentes são submetidos.

8.7.9 No caso de máquinas hidráulicas, não havendo outras restrições por parte do agente, o valor da variação instantânea da potência ativa pode ser superior a 50%.

8.7.10 No caso de máquinas térmicas, se o valor da variação instantânea da potência ativa dessas máquinas for superior a 50%, só será permitido o fechamento do anel se a perda de vida útil causada pela fadiga cíclica do material do eixo for inferior a 0,01% ou a outro limite informado pelo agente ao ONS. As eventuais restrições deverão ser demonstradas pelo agente através de estudos específicos.

8.7.11 No caso de linhas de transmissão equipadas com bancos de capacitores série é importante representar a ação de bypass automático dos mesmos, bem como a sua reinserção automática após o religamento com sucesso da linha, caso essa estratégia seja adotada.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

8.8 Diretrizes e critérios para estudos de alívio de carga por subfrequência

8.8.1 Para os estudos de alívio de carga por subfrequência deve-se realizar:

- (a) análise de contingências com perdas de grandes blocos de geração ou de interligações elétricas, em que se leva em conta a operação nas condições de intercâmbios máximos. Dessa análise se obtêm as seguintes informações:
 - (1) taxa média de variação de frequência em intervalo de frequência preestabelecido;
 - (2) tempos de permanência da frequência abaixo dos patamares de referência preestabelecidos;
 - (3) maior taxa de variação da frequência em que o sistema se recupera sem atingir o valor da frequência mínima e sem necessidade de corte de carga;
 - (4) valor da frequência do sistema após a estabilização.
- (b) análise de contingências que considere todas as condições de carga e de potência sincronizada nas condições de intercâmbios e de cargas estudadas;
- (c) análise das contingências, simples e duplas, com formação de ilhas, em que não haja recuperação da frequência ou em que o valor da frequência mínima tenha sido ultrapassado, ou em ambas as condições:
 - (1) essa análise determina os montantes de corte de carga necessários para atingir as metas desejadas;
 - (2) deve-se ter o cuidado de coordenar os cortes de carga com as ações de controle de tensão, de modo a evitar a recuperação da carga remanescente com elevação das tensões, elevações essas provocadas pela redução no carregamento do sistema, o que implicaria maior afundamento da frequência, com cortes de carga adicionais desnecessários.
- (d) estudos para definição do número de estágios a serem utilizados, bem como determinação dos valores preliminares de ajuste dos relés e dos montantes de corte de carga por estágios:
 - (1) deve-se atender ao critério de proporcionalidade no valor de corte de carga entre os agentes e escolher os valores de ajuste dos relés de modo a garantir a atuação dos estágios na sequência desejada;
- (e) análise de contingências, simples e duplas, em que são levadas em conta outras condições de operação, para se obter:
 - (1) avaliação dos ajustes preliminares dos relés, com definição, se necessário, de novos valores;
 - (2) avaliação dos montantes de corte de carga alocados preliminarmente por estágio, com o remanejamento desses montantes, conforme o caso;
 - (3) determinação da necessidade de ajustes de retaguarda para os relés, com definição de novos ajustes;

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (4) verificação da possibilidade de ocorrerem atuações desnecessárias.
- (f) análises para determinar a inércia mínima na área em questão, realizadas com a finalidade de garantir as condições de frequência mínima e a recuperação da frequência que atendam às possíveis condições de ilhamento em contingências no SIN, após a atuação de todos os estágios do esquema de alívio de carga por subfrequência;
- (g) análises da influência da indisponibilidade de reatores ou equipamentos variáveis de suporte de reativos em valores de potência mínima sincronizada, os quais são influenciados pela recuperação da carga remanescente com a tensão;
- (h) durante todo o processo para quantificação do corte de carga por subfrequência, deve-se dar especial atenção à possibilidade de ocorrerem problemas de estabilidade, provenientes da interação com controladores que não estejam completamente modelados para situações em que se verifiquem grandes variações nas grandezas elétricas do sistema;
- (i) análise do sistema sob o ponto de vista de estabilidade de tensão:
 - (1) esse tipo de análise se faz necessária porque, durante todo o processo para dimensionamento do esquema de alívio de carga por subfrequência, podem ocorrer colapsos de tensão;
 - (2) esse problema pode não ser observado, uma vez que os recursos do programa de estabilidade utilizado, com o objetivo de facilitar a convergência dos fluxos de potência transitórios, modela as cargas do sistema apenas como impedâncias constantes a partir de um determinado patamar de tensão, normalmente de 50%.

8.8.2 O esquema de alívio de carga por subfrequência deve ser dimensionado para sobrecargas no SIN com base na pesquisa da contingência mais crítica que leve a frequência a valores abaixo do nominal, sem perda de sincronismo entre as regiões.

8.8.2.1 O esquema deve atender também as situações de emergência regionais que determinem sobrecargas superiores àquelas previstas para o SIN.

8.8.3 Nas avaliações, não devem ser considerados os esquemas de reversão síncrono-gerador.

8.8.4 A frequência mínima a ser adotada como referência para o dimensionamento dos esquemas de alívio de carga por subfrequência (ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga) deve ser de 57,0Hz. Nos casos de segregação (ilhamento) de carga e geração em uma área com predominância de geração hidráulica, pode-se admitir a excursão da frequência até o valor de 56,0Hz, desde que nesses casos se obtenha um menor corte de carga.

8.8.5 O esquema de alívio de carga por subfrequência deve ser dimensionado para garantir, após sua atuação, que a frequência se estabilize em 59,5Hz, em 20s, tanto para o SIN, quanto para as possíveis ilhas elétricas.

8.9 Diretrizes e critérios para estudos de alívio de geração por sobrefrequência

8.9.1 Para os estudos de alívio de geração por sobrefrequência deve-se realizar:

- (a) análise de contingências com perdas de grandes blocos de carga ou abertura do paralelo entre regiões:

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (1) deve abranger todas as condições de carga e de potência sincronizada nas condições de intercâmbios e nos períodos estudados;
- (2) nessa análise, deve-se levar em conta a operação nas condições de intercâmbios limite, para que se obtenham as seguintes informações:
 - (i) taxa média de variação de frequência em intervalo de frequência preestabelecido;
 - (ii) tempos de permanência da frequência acima dos patamares de referência preestabelecidos;
 - (iii) maior taxa de variação da frequência em que o sistema se recupera sem atingir o valor da frequência máxima e sem necessidade de corte de geração;
 - (iv) valor da frequência do sistema após a estabilização.
- (b) análise das contingências, simples e duplas, com formação de ilhas, em que não haja restabelecimento da frequência ou que o valor da frequência máxima tenha sido ultrapassado, ou em ambas essas condições:
 - (1) essa análise determina os montantes de corte de geração necessários para atingir as metas desejadas;
 - (2) deve-se ter o cuidado de coordenar os cortes de geração com as ações de controle de tensão para evitar problemas de atendimento dentro da ilha;
- (c) estudos para definição do número dos estágios e dos montantes de corte de geração a serem realizados e para determinação dos valores preliminares de ajuste dos relés:
 - (1) deve-se, então, buscar atender ao critério de proporcionalidade no valor de corte de geração entre os agentes e escolher os valores de ajuste dos relés adequados à atuação dos estágios na sequência desejada;
 - (2) entende-se aqui por estágio o corte de geração relacionado a cada nível de desbalanço geração-carga;
- (d) análise de contingências, simples e duplas, em que são consideradas outras condições de operação, com os seguintes objetivos:
 - (1) avaliação dos ajustes preliminares dos relés, com a definição de novos valores, caso necessário;
 - (2) avaliação dos montantes de corte de geração alocados preliminarmente por estágio e realização dos remanejamentos que se fizerem necessários;
 - (3) determinação da necessidade de ajustes de retaguarda para os relés, com definição desses novos ajustes;
 - (4) verificação da possibilidade de ocorrerem atuações desnecessárias.
- (e) análises para determinação das potências sincronizadas mínimas nas usinas ou conjuntos de usinas, que devem ser realizadas caso se tenha atingido a condição limite de geração indicativa da necessidade de desligamento:

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (1) essas análises devem determinar, também, o limite do desbalanço geração-carga adequado às condições de frequência máxima e ao restabelecimento da frequência, a fim de atender as possíveis condições de ilhamento em contingências no SIN após a atuação de todos os estágios dos estudos de alívio de geração por sobrefrequência;
- (f) durante todo o processo para dimensionamento dos estudos de alívio de geração por sobrefrequência, deve-se dar especial atenção à possibilidade de ocorrerem problemas de estabilidade, provenientes da redução do nível de amortecimento do sistema remanescente ou da interação com controladores que não estejam completamente modelados para situações em que se verifiquem grandes variações nas grandezas elétricas do sistema.

8.9.2 O esquema de alívio de geração por sobrefrequência deve ser dimensionado para situações de excesso de geração no SIN, com base na contingência mais crítica que leve a frequência a valores superiores ao nominal, sem perda de sincronismo entre as regiões.

8.9.2.1 O esquema deve atender também as situações de emergência regionais que determinem sobrecargas superiores àquelas previstas para o SIN.

8.9.3 A frequência máxima a ser observada após os distúrbios deve ser compatível com as características de carga e equipamentos do sistema envolvido.

8.9.3.1 Nas situações de difícil contorno, devem ser analisados esquemas alternativos, que levem em conta também o ilhamento ou bloqueio de unidades térmicas.

8.9.4 O esquema deve ser dimensionado para se garantir que, após sua atuação, a frequência se estabilize em 60,5Hz, em 20s, tanto para o SIN, quanto para as possíveis ilhas elétricas.

8.10 Diretrizes e critérios para estudos em sistemas de corrente contínua (CC)

8.10.1 Para estes estudos deve-se realizar simulação da influência e do comportamento de um elo CC em um sistema CA e vice-versa. Os controles do elo CC podem influenciar os resultados, afetando tanto o desempenho transitório quanto dinâmico, devendo ser devidamente representados, assim como a rede CA associada.

8.10.1.1 As simulações devem permitir a representação de elos CC em conexões *back to back* ou ponto a ponto.

8.10.1.2 Um detalhamento deste tipo de estudo é apresentado no Submódulo 2.5.

8.10.2 Deve ser utilizada a modelagem fornecida pelo agente responsável pelos equipamentos.

8.10.3 Recuperação da potência CC:

- (a) para efeito desses estudos, a recuperação da potência CC após a eliminação da falta pode ser considerada, simplificada, por meio de uma rampa cujo tempo de *restart* (tempo necessário para levar a potência CC a 90% do seu valor nominal) deve ser estabelecido em estudos:
- (1) os valores mais usuais ficam na faixa de 150 a 400ms;
 - (2) sempre que disponíveis, devem ser utilizados os valores de projeto.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

8.10.4 Representação do controle do sistema CC:

- (a) para a representação do controle do sistema CC alguns aspectos são relevantes:
- (1) em estudos de estabilidade, o modelo de controle deve apresentar duas opções de funcionamento para o sistema CC – potência constante ou corrente constante –, com possibilidade de aplicação de sinal externo para a modulação da potência transmitida pelo elo CC;
 - (2) em relação aos limites de corrente e modulação:
 - (i) os valores de limitação de potência ou de corrente devem ser representados de acordo com o projeto do elo CC;
 - (ii) o bloco estabilizador ou de modulação representa uma função de transferência ajustada para permitir a modulação do sinal da corrente ou potência na rede CA. Em princípio, qualquer variável ou combinação de variáveis do sistema CA ou CC pode ser utilizada como sinal de entrada para esse bloco;
 - (3) em relação à dependência entre a corrente de referência e a tensão do lado CC (*Voltage Dependent Current Order Limit – VDCOL*):
 - (i) a função do VDCOL é reduzir a ordem de corrente quando a tensão CC é reduzida a menos que um valor previamente determinado; a redução da ordem de corrente é importante para que o sistema CA se recupere da falta. Os valores $I_{cc} \times V_{cc}$ podem ser alterados dependendo da conveniência do sistema CA, mas devem respeitar as limitações do fabricante, que devem ser informadas pelo agente;
 - (ii) no caso de conversoras *back to back*, pode ser utilizada uma função AC-VDCL, a qual reduz a ordem de corrente dependendo da tensão CA do lado mais afetado. A curva de dependência deve ser fornecida pelo agente.

8.10.5 A linha de transmissão em corrente contínua, nos casos de sistemas CC ponto a ponto, é expressa pela sua própria constante de tempo $T = L/R$, onde L e R são a indutância e a resistência total da linha para a temperatura de operação.

8.10.6 O controle de corrente CC visa a manter a corrente no valor desejado, ou seja, a corrente de ordem I_o . Cada estação conversora (retificadora e inversora) tem o seu próprio controle de corrente.

8.10.7 O controle de disparo, cuja função é produzir os pulsos de disparo do conversor CA/CC, é em geral simplificado na análise de estabilidade eletromecânica, uma vez que são baixas as constantes de tempo envolvidas e a representação da rede CA é fasorial e de sequência positiva. Entretanto, dependendo do SCR do lado inversor, pode ser necessária uma representação mais elaborada, a ser fornecida pelo agente responsável pelo elo CC.

8.10.8 As limitações dos ângulos de disparo e extinção devem ser representadas. Durante os transitórios, o controle da corrente pode passar para o inversor. Para que isso seja possível a I_{ordem} para o retificador deve ser maior que a I_{ordem} para o inversor. Essa diferença é denominada margem de corrente e pode normalmente ser considerada igual a 10% da corrente nominal.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

8.10.9 Os estudos de desempenho dinâmico do sistema CC devem:

- (a) otimizar os parâmetros de controle sistêmico do elo CC;
- (b) verificar o comportamento do elo CC durante faltas e transitórios do sistema CA e CC;
- (c) verificar os tempos de recuperação pós-defeito no sistema CC e CA;
- (d) verificar a necessidade de controle para amortecimento das oscilações sistêmicas;
- (e) verificar a necessidade de controle de tensão;
- (f) ajustar a rampa da sobrecarga de corrente ou da potência CC para limitar as variações de tensão e frequência dos sistemas CA do lado retificador e inversor;
- (g) ajustar, caso necessário, a redução automática da potência ou corrente CC em situações de contingência, simples ou múltipla.

8.10.10 O sistema de potência deve ser transitória e dinamicamente estável. Na indisponibilidade de um modelo detalhado de elo CC fornecido pelo agente, os estudos a ele relativos devem considerar as seguintes diretrizes:

- (a) em curto-circuito monofásico em elementos CA eletricamente próximos às barras conversoras:
 - (1) para curto-circuito próximo à barra inversora, inclusive nesta, deve ser assumida potência zero na linha CC durante todo o período da falta;
 - (2) para curto-circuito próximo à barra retificadora, inclusive nesta, deve ser considerada, durante a falta, uma redução de 80% na potência da linha CC em relação ao seu valor pré-falta;
- (b) em curto-circuito monofásico em elementos da rede CA eletricamente distantes das barras conversoras (falta remota):
 - (1) para faltas remotas no sistema receptor (lado do inversor):
 - (i) se a tensão CA de sequência positiva na barra inversora atingir valores na faixa de 70% a 80% durante a falta, pode-se assumir, para fins de simulação, que o inversor tenha um período de potência zero de cerca de 16 a 32ms durante a falta;
 - (ii) após esse período, a potência CC deve ser rampeada ao seu valor original;
 - (iii) o comportamento para falta remota deve, caso esteja disponível, ser balizado no modelo fornecido pelo agente responsável pelo elo CC;
 - (2) para faltas remotas no sistema gerador (lado do retificador) pode-se considerar que a redução de potência CC seja proporcional à redução de tensão na barra retificadora;
- (c) em relação à recuperação da potência CC:
 - (1) a recuperação da potência CC, após a eliminação da falta pode, para efeito de estudo, ser representada simplificadamente por meio de uma rampa;

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (2) o tempo de recuperação, medido desde o instante da eliminação da falta até a potência CC atingir 90% do seu valor de referência pré-falta, deve estar na faixa de 150 a 400ms e deve ser avaliado por meio de estudos, devendo ser utilizados os valores de projeto, quando conhecidos;
- (d) em relação a faltas e contingências no elo CC:
 - (1) para faltas monopolares temporárias na linha CC, os curtos-circuitos são eliminados em poucos milissegundos pela atuação do controle:
 - (i) as tentativas de religamento, com ou sem sucesso, devem ser simuladas considerando as informações do projeto do elo/linha CC disponíveis;
 - (ii) na falta dessas informações, podem-se considerar como valores típicos tempos mortos da ordem de 200ms (1ª tentativa);
 - (2) para falta monopolar permanente na linha CC com o bloqueio de um polo:
 - (i) deve ser avaliada a possibilidade de outros polos assumirem a potência perdida até o valor limite da sobrecarga de corrente de curta duração, a fim de se obter um desempenho estável para o sistema de potência;
 - (ii) deve ser avaliada a necessidade de desligamentos automáticos de compensação reativa/filtros CA nos lados retificador e inversor, de forma a evitar sobretensões ou riscos de autoexcitação de compensadores síncronos ou geradores próximos ao sistema CC;
- (e) em relação ao tempo de eliminação das faltas:
 - (1) para o tempo de eliminação de faltas monofásicas no sistema de corrente alternada, na ausência de informações disponibilizadas pelos agentes, devem ser considerados os valores descritos no item 8.2.12 deste submódulo;
- (f) em relação a perda intempestiva de módulos ou conjunto de módulos (ilhas) constituídos por elementos de compensação reativa/filtros do elo CC, deve ser investigada a possibilidade de ocorrência de falha de comutação; sugere-se considerar as condições de mínima potência de curto circuito do sistema em análise.

9 DIRETRIZES PARA ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS SOB CONDIÇÕES DE MANOBRA

9.1 Considerações gerais

9.1.1 No item 9 deste submódulo são definidas as diretrizes para os estudos de transitórios eletromagnéticos requeridos no Módulo 21, nos estudos de acesso, de superação de equipamentos e nos estudos que definem o projeto básico de instalações de transmissão licitadas ou autorizadas.

9.1.2 Os dados para os estudos de transitórios eletromagnéticos com horizonte de até 4 (quatro) anos são os disponíveis no ONS, complementados pelas informações solicitadas pelo ONS aos agentes responsáveis pelas instalações. Caso já estejam disponíveis, devem ser utilizadas as

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

características "como efetivamente implantadas" descritas no item 6.3 e no Anexo 1 do Submódulo 2.2.

9.1.2.1 Para estudos com horizonte além do mencionado, a base de dados é a do órgão responsável pelo planejamento de longo prazo.

9.1.3 A ferramenta computacional utilizada nesses estudos – *Modelo para análise de transitórios eletromagnéticos* – está apresentada no Submódulo 18.2.

9.1.4 Os estudos de transitórios eletromagnéticos são divididos em cinco tipos: estudos de projeto básico, pré-operacionais, de acesso, de recomposição e de superação dos equipamentos.

9.1.4.1 Os estudos de projeto básico, referentes à fase de engenharia de sistemas, são de responsabilidade dos agentes de transmissão envolvidos e têm por finalidade definir as características para a especificação de instalações e equipamentos que serão integrados às instalações de transmissão por meio dos processos de leilão ou de autorização.

9.1.4.2 Os estudos pré-operacionais, necessários à inclusão de novas instalações nos procedimentos operacionais da Rede Básica, são de responsabilidade do ONS e têm o objetivo de quantificar em detalhe todos os impactos da nova instalação sobre a Rede Básica existente. Em relação aos estudos de projeto básico, trata-se de uma avaliação complementar das solicitações transitórias e temporárias decorrentes de manobras ou de defeitos, na qual devem ser considerados a representação detalhada dos equipamentos do sistema envolvido e os parâmetros reais dos equipamentos correspondentes às novas instalações.

9.1.4.3 Os estudos de acesso, referentes à fase de engenharia de sistemas, são de responsabilidade do acessante e têm por finalidade definir as características para a especificação de instalações e equipamentos do próprio acessante e avaliar os impactos causados pela inserção do empreendimento na operação da Rede Básica. Enquadram-se nesse tipo de estudo aqueles relacionados aos empreendimentos que ocasionem o seccionamento de linhas de transmissão integrantes da Rede Básica ou a inserção de novas unidades geradoras. Os estudos de acesso devem ter o mesmo nível de detalhamento que os estudos de projeto básico ou os estudos pré-operacionais, dependendo do tempo para a entrada em operação da instalação.

9.1.4.4 Os estudos de recomposição, definidores dos procedimentos operacionais para o restabelecimento do sistema após perturbação geral ou parcial, são de responsabilidade do ONS, com anuência dos agentes envolvidos, e têm por objetivo definir, para os corredores preferenciais do SIN, os procedimentos a serem observados pela operação das usinas e subestações quando do restabelecimento da rede de forma fluente ou coordenada com os Centros de Operação do Sistema – COS.

9.1.4.5 Os estudos de superação de equipamentos são de caráter cíclico e visam avaliar a suportabilidade dos equipamentos existentes em relação às solicitações impostas pela evolução da rede. Tais estudos são de responsabilidade dos agentes envolvidos e se prestam a indicar a necessidade da substituição de equipamentos de manobra ou de proteção, superados ou tecnologicamente obsoletos, por outros adequados às condições atuais de operação do sistema.

9.1.5 Na execução dos estudos de transitórios eletromagnéticos, devem ser observadas as disposições dos documentos de referência. No caso dos estudos de projeto básico, deve-se referir ao edital de licitação do empreendimento ou, no caso de autorização, aos requisitos mínimos

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

estabelecidos nos Procedimentos de Rede. No caso dos estudos pré-operacionais, o termo de referência do estudo deve ser considerado.

9.1.6 Nos estudos de transitórios eletromagnéticos, a modelagem de componentes e equipamentos deve ser adequada à representação dos fenômenos a serem analisados. Nos estudos pré-operacionais e de recomposição, devem-se utilizar, preferencialmente, dados obtidos de ensaios ou “como efetivamente implantados” (Submódulo 2.2). Na falta desses dados do projeto básico do empreendimento podem ser utilizados. Se mesmo esses não estiverem disponíveis, dados típicos podem ser utilizados após a sua ratificação pelos agentes responsáveis pelos componentes e equipamentos em questão.

9.1.7 Nos estudos de projeto básico, muitas vezes os parâmetros referentes à modelagem de alguns equipamentos não estão disponíveis, pois a modelagem somente será obtida a partir dos testes de fábrica. Exemplo típico desse caso é a característica de magnetização de transformadores. Nessas situações, dados típicos podem ser utilizados, e cabe ao agente envolvido a responsabilidade pela comprovação da sua aplicabilidade.

9.1.8 Para os estudos de projeto básico, a tensão de pré-manobra nos estudos de chaveamento deve ser igual à máxima tensão operativa, referente à classe de tensão da rede. Caso as condições de fluxo de potência não permitam que a tensão do barramento onde a manobra será realizada atinja a máxima tensão operativa, valor inferior a este pode ser utilizado, contanto que seja respeitado um valor mínimo igual à tensão nominal da rede.

9.1.9 Para os estudos pré-operacionais e de recomposição, a tensão pré-manobra deve respeitar os valores convergidos para o caso base de regime permanente ou aqueles definidos pelos estudos de estabilidade eletromecânica. Caso seja possível, podem ser utilizados os limites máximos permissíveis na barra de manobra, contanto que esses limites não sejam violados nos demais barramentos do sistema.

9.1.10 Para os estudos pré-operacionais e de recomposição, as simulações poderão representar os para-raios dos reatores *shunt* e dos reatores de neutro, casos existentes, em adição aos para-raios da própria linha de transmissão, visando evitar que restrições operativas sejam impostas ao sistema. Nessas condições, recomenda-se que não seja excedida 80% da capacidade de absorção desses para-raios.

9.2 Estudos de manobras em equipamentos

9.2.1 Estudos estatísticos

9.2.1.1 Os estudos estatísticos devem ser realizados para as situações em que seja necessário quantificar as solicitações transitórias considerando a simulação de parâmetros e as características probabilísticas dos equipamentos de manobra.

9.2.1.2 Em função da influência da aleatoriedade dos instantes de operação dos disjuntores, os estudos estatísticos devem ser efetuados por análise probabilística que envolva a execução de, pelo menos, duzentos casos, de forma a assegurar a representatividade estatística dos estudos. O disjuntor manobrado deve ser modelado como chave estatística. Os tempos de operação individuais de cada uma das três fases devem seguir uma distribuição gaussiana de probabilidades associada à dispersão do instante de fechamento entre os contatos principais (ou contatos auxiliares). Os

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

tempos médios de operação do conjunto das três fases, em cada manobra, devem ser distribuídos uniformemente ao longo de um ciclo da frequência fundamental.

9.2.1.3 Na modelagem de disjuntores dotados de resistores de pré-inserção, tanto os contatos principais quanto os auxiliares devem ser modelados como chaves estatísticas. A operação dos contatos principais deve ocorrer de forma dependente daquela associada aos contatos auxiliares, após o tempo de inserção dos resistores das três fases, levando-se em conta sua dispersão e tempo médio.

9.2.1.4 Na modelagem de disjuntores dotados de dispositivos sincronizadores, é necessário definir-se previamente, com auxílio de simulação determinística, o instante ideal de fechamento de cada polo do disjuntor. Esse instante de tempo é adotado como tempo médio de operação de cada polo, que deve ser representado por chave estatística com distribuição gaussiana. As dispersões em torno dos tempos médios de cada polo são representadas pelo desvio padrão do tempo de fechamento do conjunto disjuntor-sincronizador. Essas dispersões são função da precisão mecânica do disjuntor, da precisão do sincronizador, bem como da variação da taxa de decremento da rigidez dielétrica do *gap* entre os contatos durante o fechamento do disjuntor.

9.2.1.5 A modelagem de disjuntores com sincronizadores deve seguir as diretrizes do CIGRE (abril, 1999¹¹ e agosto, 1999¹²), que apresentam detalhes relevantes sobre esse tema para as condições de manobra às quais usualmente se aplica chaveamento controlado, levando-se em conta as informações garantidas pelo fabricante e fornecidas pelo agente.

9.2.1.6 Para os estudos pré-operacionais e de recomposição, adotam-se os parâmetros informados pelos agentes (vide item 9.1.2 deste submódulo).

9.2.1.7 Energização de linhas de transmissão:

- (a) para condição de fechamento mais crítica determinada pelas simulações probabilísticas, devem ser simuladas manobras com e sem aplicação de curto-circuito fase-terra no terminal remoto da linha e com e sem reatores para o caso de circuitos com compensação em derivação (compensação *shunt*):
 - (1) as indisponibilidades dos reatores deverão ser restritas somente aos reatores manobráveis;
 - (2) no caso específico dos estudos de projeto básico, a aplicação do defeito também deve ser simulada em ambos os terminais e no meio da linha;
- (b) no caso de estudos de surtos de manobra, as linhas de transmissão devem ser modeladas considerando seus parâmetros distribuídos:
 - (1) no caso particular de linhas curtas – por exemplo, naquelas em que o tempo de tráfego das ondas eletromagnéticas é inferior ao passo de integração – a modelagem pode ser realizada por seções Pi (II);

¹¹ CIGRE Working Group. *Controlled switching of HVAC circuit breakers: guide for application: lines, reactors, capacitors and transformers* – 1st Part, CIGRE Working Group 13.07, ELECTRA no. 183, April/1999.

¹² CIGRE Working Group. *Controlled switching of HVAC circuit breakers: guide for application: lines, reactors, capacitors and transformers* – 2nd Part, CIGRE Working Group 13.07, ELECTRA no. 185, August/1999.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (2) nos casos em que o amortecimento das sobretensões for crítico para a análise do fenômeno, a dependência dos parâmetros da linha de transmissão com a frequência deve ser representada.

9.2.1.8 Energização de transformadores:

- (a) a modelagem do equipamento a ser energizado deve ser suficientemente detalhada para reproduzir a característica de saturação e os parâmetros de sequência;
- (b) nos estudos pré-operacionais, os transformadores trifásicos devem ser simulados por representação matricial dos acoplamentos entre fases, com o fenômeno da saturação do núcleo ferro-magnético representado por um elemento não-linear conectado a um dos terminais;
- (c) nos estudos pré-operacionais e de recomposição, para os autotransformadores deve ser utilizado o modelo com representação dos enrolamentos série e comum com o fenômeno da saturação do núcleo ferro-magnético representado por um elemento não-linear conectado a um dos terminais;
- (d) nos estudos pré-operacionais, na modelagem da saturação deve ser utilizado o laço de histerese baseado preferencialmente na característica de magnetização que seja produto de ensaios no equipamento ou em dado de projeto do equipamento:
- (1) na falta dessas informações, deve-se obter do agente a ratificação de dados típicos a serem adotados;
- (1) nesse último caso, deve ser realizada uma análise de sensibilidade de forma a avaliar a influência da curva de saturação ou laço de histerese nas solicitações transitórias de tensão e corrente de *inrush* produzidas pela manobra.
- (e) a manobra de energização deve considerar o fluxo magnético residual em seu valor máximo (conforme definido nos subitens a seguir) em uma das fases e abranger o fechamento do disjuntor no instante de polaridade de fluxo inverso em relação ao fluxo residual:
- (1) a definição do valor de fluxo residual máximo deve basear-se nas informações contidas em relatórios de ensaios do fabricante – característica normal de saturação, característica de perda total em vazio e razão entre perda por histerese e perda total – e deve ser informado pelo agente responsável;
- (2) somente na ausência dessas informações devem-se adotar os valores típicos de literatura para a estimativa do fluxo residual;
- (f) no âmbito do projeto básico, em decorrência da ausência de informações detalhadas do equipamento, podem ser utilizados valores típicos para os parâmetros do equipamento;
- (g) além das maximizações de tensões em barramentos e de energias de para-raios, devem ser maximizadas as correntes de *inrush* de fase e de neutro;
- (h) para estudos de energização de transformadores, quando se trata de energização em subestações com mais de um transformador, deve ser analisada a manobra do

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

transformador em estudo com pelo menos um dos demais transformadores em vazio nos estudos de projeto básico e em carga nos estudos pré-operacionais e de recomposição;

- (i) não se aplicam à manobra de energização de transformadores os requisitos de desempenho harmônico definidos no Submódulo 2.8, por serem as correntes de *inrush* um fenômeno transitório/temporário.

9.2.1.9 Energização de banco de capacitores em derivação:

- (a) no caso da existência de banco de capacitores eletricamente próximos ao banco a ser energizado, devem ser analisadas as hipóteses de energização na configuração *back to back* de todos os bancos de um mesmo barramento a fim de quantificar tanto o nível das suas sobretensões quanto os níveis das sobretensões e sobrecorrentes nos barramentos dos demais bancos que possam ser amplificados em função de condições ressonantes do sistema;
- (b) devem ser quantificadas as sobretensões nos terminais remotos das linhas de transmissão com baixo carregamento, conectadas radialmente ao barramento do banco ou terminadas por transformadores levemente carregados;
- (c) devem ser realizadas, para cada manobra estatística, duas simulações determinísticas, uma para detalhar no tempo a máxima tensão, e a outra para detalhar no tempo a máxima corrente de energização do banco de capacitores.

9.2.1.10 Religamento tripolar:

- (a) os estudos de religamento tripolar avaliam as sobretensões transitórias e as energias dissipadas nos para-raios causadas pelo religamento de linhas de transmissão;
- (b) esses estudos têm o objetivo de estabelecer as condições para a viabilização (por meio do estudo do projeto básico) e ativação (por meio do estudo pré-operacional) desses religamentos, de acordo com os critérios estabelecidos para os estudos de transitórios eletromagnéticos;
- (c) o sistema sob estudo deve ser modelado da forma explicitada a seguir:
 - (1) na modelagem das máquinas síncronas existentes na região em análise, devem ser considerados os efeitos subtransitórios e, se houver dados disponíveis, os efeitos de saturação magnética;
 - (2) caso o trecho em questão seja suficientemente longo e existam linhas em paralelo na mesma faixa de passagem, devem ser considerados os acoplamentos capacitivos mútuos, por meio da representação adequada dos parâmetros das linhas de transmissão no trecho em análise, bem como as transposições existentes;
 - (3) os defeitos são representados por curtos-circuitos francos fase-terra;
- (d) devem ser analisadas somente as indisponibilidades dos reatores manobráveis;
- (e) devem ser simulados religamentos com e sem sucesso;
- (f) devem ser realizadas simulações determinísticas para a condição mais crítica de religamento com os para-raios representados;

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (g) nos estudos de religamento tripolar deve ser observada a sistemática descrita a seguir:
- (1) aplicar defeito monofásico franco em um dos terminais da linha;
 - (2) se houver compensação série na linha a ser religada, utilizar as informações detalhadas do equipamento, que devem ser obtidas do projeto básico, do “como efetivamente implantados” (Submódulo 2.2) ou, na falta destes dados, informadas pelo agente responsável;
 - (3) caso as informações que permitam identificar o tempo necessário para o *bypass* do banco, após a aplicação de defeito, não estejam disponíveis, realizar *by-pass* do capacitor série no terminal da linha do defeito considerando os seguintes tempos:
 - (i) para bancos de capacitores com *gap* de disparo forçado: 10ms após a aplicação do defeito próximo ao capacitor ou 40ms após a aplicação do defeito remoto ao capacitor;
 - (ii) para bancos de capacitores desprovidos de *gap* deve-se acrescer aos tempos anteriores o tempo de fechamento do disjuntor de *bypass*;
 - (4) realizar a abertura tripolar do terminal mais próximo do defeito conforme o tempo previsto pela proteção de linha; na falta dessa informação do sistema de proteção, utilizar o valor indicado na Tabela 2 do item 8.2.12 deste submódulo;
 - (5) realizar a abertura tripolar do terminal oposto ao defeito no tempo de transferência de disparo previsto pela proteção de linha; na falta dessa informação, utilizar o tempo de 20ms após a abertura do terminal mais próximo da falta;
 - (6) nos casos de religamento com sucesso, para representar a carga residual da linha aberta, manter o curto-circuito aplicado na linha após sua total abertura, eliminá-lo em um tempo da ordem de três ciclos após a abertura da última fase e considerar um tempo morto de até 500ms;
 - (7) se houver compensação série na linha, reinserir o(s) banco(s) de capacitores série antes do religamento da linha, caso a proteção do equipamento permita;
 - (8) religar a linha por um dos terminais após o tempo morto e seguir os mesmos procedimentos utilizados para a energização de linha (item 9.2.1.7 deste submódulo);
 - (9) adotar o tempo morto de 500ms para estudos de projeto básico e, para os estudos pré-operacionais, definir o tempo morto em função dos resultados obtidos nos estudos de estabilidade eletromecânica.

9.2.1.11 Religamento monopolar:

- (a) Os estudos de religamento monopolar, na etapa de projeto básico, têm por finalidade:
- (1) verificar a viabilidade da implementação do religamento monopolar na linha em análise, determinando o tempo morto mínimo para tal;
 - (2) identificar a possibilidade da ocorrência de situações de ressonância, que podem ocorrer inclusive em função do grau de compensação da linha;

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (3) identificar a necessidade de utilização de reatores de neutro e/ou outros dispositivos de mitigação de correntes de arco secundário, bem como subsidiar a sua especificação.
- (b) para os estudos de projeto básico, as avaliações de religamento monopolar devem considerar:
 - (1) avaliações de regime permanente, visando definir as correntes de arco secundário, bem como a tensão na fase aberta em todas as condições operativas (faixa de frequência de 56 a 66 Hz) com o objetivo de identificar possíveis condições de ressonância na fase aberta e confirmar o atendimento dos critérios relativos à magnitude da corrente de arco secundário;
 - (2) avaliações de transitórios eletromagnéticos envolvendo manobras de extinção do arco secundário (obtenção das curvas de TRT); os resultados desta parte do estudo permitirão complementar a análise da probabilidade de extinção do arco secundário nas linhas de transmissão em estudo;
 - (3) estudos de transitórios eletromagnéticos envolvendo manobras de religamento monopolar com sucesso, para determinar os níveis das sobretensões em ambos os terminais das linhas de transmissão analisadas e os níveis de absorção de energia dos para-raios instalados.
- (c) as alíneas (a) a (f) do item 9.2.1.10 deste submódulo aplicam-se também aos estudos de religamento monopolar, quando se fecha o terminal remoto, independentemente de existirem circuitos paralelos;
- (d) adicionalmente, para estudos pré-operacionais, os estudos de religamento monopolar devem quantificar os valores de correntes de neutro nas transformações eletricamente próximas à manobra, durante a operação desequilibrada;
- (e) nesse tipo de estudo, deve-se seguir a sistemática apresentada a seguir:
 - (1) aplicar defeito monofásico franco em um dos terminais da linha;
 - (2) se houver compensação série na linha a ser religada, utilizar as informações prestadas pelo agente responsável, ou na falta destas, os dados obtidos através do “como efetivamente implantados” (Submódulo 2.2) e do projeto básico”;
 - (3) caso as informações que permitam identificar o tempo necessário para o *bypass* do banco, após a aplicação de defeito, não estejam disponíveis, realizar *bypass* do capacitor série no terminal da linha do defeito considerando os seguintes tempos:
 - (i) para bancos de capacitores com *gap* de disparo forçado: 10 ms após a aplicação do defeito próximo ao capacitor ou 40 ms após a aplicação do defeito remoto ao capacitor;
 - (ii) para bancos de capacitores desprovidos de *gap* deve-se acrescentar aos tempos anteriores o tempo de fechamento do disjuntor de *bypass*;

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (4) realizar a abertura monopolar do terminal mais próximo do defeito conforme o tempo previsto pela proteção de linha; na falta dessa informação do sistema de proteção, utilizar o valor indicado na Tabela 2 do item 8.2.12 deste submódulo;
- (5) realizar a abertura monopolar do terminal oposto ao defeito no tempo de transferência de disparo previsto pela proteção de linha; na falta dessa informação, utilizar o tempo de 20ms após a abertura do terminal mais próximo da falta;
- (6) nos casos de religamento com sucesso, para representar a carga residual da linha aberta, manter o curto-circuito aplicado na linha após sua total abertura, eliminá-lo em um tempo da ordem de três ciclos após a abertura da última fase e considerar um tempo morto de até 500ms;
- (7) se houver compensação série na linha, reinserir o(s) banco(s) de capacitores série antes do religamento da linha, caso a proteção do equipamento permita;
- (8) religar a linha por um dos terminais após o tempo morto e seguir a mesma sistemática utilizada para a energização de linha (vide item 9.2.1.7 deste submódulo);
- (9) adotar o tempo morto conforme item 9.2.2.3 deste submódulo.

9.2.1.12 Oscilação subsíncrona e estimação da perda de vida do eixo de geradores causada por fadiga torcional:

- (a) considerações gerais:
 - (1) a terminologia empregada nos estudos de oscilação subsíncrona e de estimação da perda de vida do eixo de geradores causada por fadiga torcional é definida pelo IEEE (1985¹³);
 - (2) as oscilações subsíncronas englobam basicamente dois fenômenos:
 - (i) ressonância subsíncrona, que tem origem nos sistemas compensados por capacitores série; e
 - (ii) oscilações subsíncronas dependentes de controladores de ação rápida¹⁴;
 - (3) a fadiga torcional é o resultado da perda cumulativa de vida do eixo mecânico turbina-gerador, que tem sua origem nos elevados torques transitórios aos quais o eixo turbina-gerador fica sujeito durante sua vida útil:
 - (i) as causas desses elevados torques transitórios estão ligadas a faltas, manobras no sistema elétrico, notadamente, religamentos de linha;
 - (ii) a presença de capacitores série eletricamente próximos a geradores térmicos, mesmo que isso não demande medidas mitigadoras, tende a elevar os níveis de torques transitórios no eixo dos geradores;

¹³ IEEE. Subsynchronous Resonance Working Group of the System Dynamic Performance Subcommittee. *Terms, definitions and symbols for subsynchronous oscillations*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 6, June 1985.

¹⁴ *Device dependent subsynchronous oscillation*.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

(b) metodologia:

- (1) os estudos de ressonância subsíncrona devem ser efetuados sempre que bancos de capacitores série, existentes ou planejados, imponham riscos à integridade dos eixos turbina-gerador de máquinas térmicas eletricamente próximas (existentes ou planejadas);
- (2) esses estudos devem investigar os fenômenos de autoexcitação dos geradores térmicos, quais sejam:
 - (i) efeito gerador de indução; e
 - (ii) interação torcional;
- (3) devem também avaliar os impactos torcionais sobre o eixo turbina-gerador causados pelo fenômeno de torque transitório, isto é, pela amplificação de torque, e quantificar a perda de vida útil dos eixos envolvidos e o risco de dano por fadiga mecânica desses eixos;
- (4) os estudos de oscilações subsíncronas dependentes de controladores de ação rápida devem ser realizados sempre que sistemas de corrente contínua em alta tensão (CCAT), controladores FACTS¹⁵, excitatrizes estáticas etc. possam interagir de forma a excitar os modos torcionais dos eixos turbina-gerador de máquinas térmicas eletricamente próximas (existentes ou planejadas); normalmente, nesses casos, a mitigação de possíveis impactos sobre o eixo turbina-gerador pode ser feita por meio do reajuste dos sistemas de controle dos equipamentos envolvidos;
- (5) os estudos de efeito gerador de indução e interação torcional devem ser desenvolvidos no domínio da frequência com a utilização das seguintes metodologias: análise de resposta em frequência ou, alternativamente, análise de autovalores:
 - (i) eventuais simulações no domínio do tempo devem incorporar o acoplamento bilateral do eixo turbina-gerador/sistema de potência;
 - (ii) para efeitos de análise do fenômeno de interação torcional, devem ser considerados os amortecimentos modais do eixo turbina-gerador na condição sem carga, na qual os amortecimentos no eixo turbina-gerador são mínimos, e os riscos de desestabilização torcional, maiores;
 - (iii) as configurações radiais entre a linha de transmissão compensada e o gerador térmico sempre merecem atenção especial por conduzirem usualmente a casos severos;
 - (iv) os riscos dessas configurações degradadas, que conduzem a casos severos, devem ser explicitados;
- (6) o resultado das análises apresentadas nos itens 8.5 (fechamento de anel) e 8.7 (religamento automático) deste submódulo pode exigir um estudo mais detalhado,

¹⁵ Flexible AC Transmission Systems.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

com a utilização de modelo computacional “massa-mola” da máquina obtido junto ao fabricante, a ser realizado pelo agente responsável para análise de transitórios eletromagnéticos, com a quantificação dos torques transitórios máximos e a obtenção de uma estimativa de perda de vida do eixo em decorrência da fadiga torcional;

- (7) os estudos de torques transitórios devem ser realizados no domínio do tempo considerando a modelagem do eixo turbina-gerador e o seu acoplamento bilateral com o sistema de potência;
- (8) na realização dos estudos de oscilação subsíncrona e de estimação de perda de vida do eixo turbina-gerador de máquinas térmicas, cuja responsabilidade de execução cabe ao acessante, conforme definido no Submódulo 3.6, deve ser empregada metodologia correspondente à etapa de cálculos e simulações computacionais que abranja:
 - (i) redução do sistema turbina-gerador a um sistema equivalente multimassas de ordem reduzida, representado pelas inércias, pela constante de rigidez entre seções do eixo¹⁶ e pelos coeficientes de amortecimento obtidos por cálculo, estimativa ou medição;
 - (ii) cálculo dos modos de oscilação do conjunto turbina-gerador, frequências naturais torcionais, fatores de interação modal¹⁷, inércias modais e coeficientes de amortecimento modal obtidos por cálculo, estimativa ou medição;
 - (iii) verificação de possíveis condições de autoexcitação elétrica – que podem originar-se do efeito gerador de indução e da interação torcional – por comparação da resposta em frequência vista do neutro do gerador, isto é, a partir do rotor em direção ao resto do sistema elétrico; alternativamente, a técnica de análises por autovalores pode também ser utilizada para esse propósito;
 - (iv) determinação dos impactos torcionais, ou seja, dos torques transitórios máximos causados por aplicação de diferentes tipos de defeitos, condições degradadas do sistema elétrico, diferentes tempos de abertura de linhas de transmissão após a ocorrência de defeito, religamento monopolar e tripolar com e sem sucesso, fechamento fora de sincronismo¹⁸;

¹⁶ *Shaft stiffness.*

¹⁷ *Mode shapes.*

¹⁸ Observação: Esses estudos devem ser realizados com e sem a representação de eventuais bancos de capacitores série (existentes ou planejados) que aumentem os torques transitórios nos eixos dos geradores. Para cada evento simulado devem ser pesquisadas as piores condições em termos de ponto da ocorrência de defeito, instante de fechamento dos polos dos disjuntores e de manutenção ou reacendimento de arco (para os casos de religamento sem sucesso). Outros fatores, tais como saturação de equipamentos, disjuntores equipados com resistores de pré-inserção ou sincronizadores, varistores de óxido metálico etc., devem ser representados.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (v) estimacão da perda de vida das seções de eixo em função da fadiga torcional por meio do método de *rainflow cycles*;
- (9) na estimacão da perda de vida das seções de eixo em função da fadiga torcional, devem ser considerados os seguintes parâmetros, além de outros que o agente responsável julgar necessário:
 - (i) rigidez estática do material do eixo;
 - (ii) diâmetros interno e externo de cada seção;
 - (iii) fatores de redução da rigidez decorrentes da rugosidade do eixo;
 - (iv) fatores de redução da rigidez por conta dos pontos de concentraão de *stress*; e
 - (v) fatores de redução da rigidez por conta da dimensão das várias seções retas do eixo;
- (10) para os diversos eventos simulados, devem ser apresentados os seguintes resultados sob forma de tabelas comparativas e registros gráficos:
 - (i) valores estatísticos do torque eletromagnético e do torque mecânico nas várias seções de eixo (torques máximo, médio e desvio padrão);
 - (ii) percentuais de perda de vida das seções de eixo decorrentes da fadiga torcional;
 - (iii) curvas torque *versus* tempo, relativas aos piores casos simulados; e
 - (iv) histogramas comparativos das distribuções de probabilidade dos valores de torque mecânico máximo.

9.2.2 Estudos determinísticos

9.2.2.1 Os estudos determinísticos devem ser realizados naquelas situaões em que se procede à quantificacão das solicitaões transitórias com base na simulaão de parâmetros e nas características previamente definidas dos equipamentos, notadamente, na operaão de abertura de disjuntores ou reproduão dos piores casos de um estudo estatístico.

9.2.2.2 Rejeição de carga:

- (a) os estudos de rejeição de carga visam identificar as piores situaões de sobretensão para esse tipo de manobra; essas sobretensões são individualizadas em duas fases distintas:
 - (1) as sobretensões transitórias, que ocorrem nos primeiros ciclos após a rejeição; e
 - (2) as sobretensões temporárias, que se desenvolvem nos ciclos subsequentes;
- (b) nesse tipo de estudo, a rede deve ser representada de forma a reproduzir a situaão de fluxo máximo de potências ativa e reativa na linha de transmissão ou transformador, com fluxo injetado pelas fontes ou equivalentes de rede alimentando as cargas rejeitadas;
- (c) para os estudos de projeto básico, a rejeição deve levar em conta fluxos da ordem da capacidade da linha de transmissão, mesmo que esse fluxo seja superior ao praticado pela operaão do sistema e que tenha de ser artificialmente aumentado; nesses estudos devem

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

ser simuladas a rejeição sem aplicação de defeito e a rejeição com a aplicação de defeito monofásico posterior à rejeição, no instante de máxima tensão;

- (d) para determinar as sobretensões transitórias e energias absorvidas pelos para-raios, devem ser simuladas rejeições de carga com e sem a aplicação de curtos-circuitos monofásicos no(s) ponto(s) onde ocorrer a rejeição;
- (e) a indisponibilidade de reatores deve ser restrita somente às unidades manobráveis;
- (f) nos eventos de aplicação de curto-circuito, devem ser simulados casos em que se considerem as hipóteses da ocorrência do curto-circuito antes e após a rejeição; para tais situações, o instante de tempo de ocorrência da falta corresponde, respectivamente, ao do valor máximo (pico) da senóide na frequência fundamental e ao do valor máximo da sobretensão transitória após abertura;
- (g) deve ser considerada a hipótese de ocorrerem rejeições de carga totais (ou parciais, em casos específicos), simultâneas ou não, quando o sistema estiver operando com sua configuração completa, em contingência, ou ainda, quando estiver em processo de recomposição, após perturbação geral ou parcial;
- (h) devem ser consideradas, de acordo com o arranjo da subestação, as hipóteses de abertura simples e dupla de linhas de transmissão;
- (i) para efeitos das simulações computacionais, são consideradas aberturas simples:
 - (1) abertura dos disjuntores conectados a um dos terminais de uma linha;
 - (2) abertura dos disjuntores conectados a um dos terminais de uma linha pertencente a um conjunto de linhas paralelas situadas em torres distintas;
 - (3) abertura simultânea, na mesma subestação (no mesmo nível de tensão), dos disjuntores conectados aos terminais de duas linhas situadas na mesma torre, que leve à ocorrência de circuitos radiais em vazio, alimentados a partir de uma única subestação (no mesmo nível de tensão); e
 - (4) abertura simultânea, na mesma subestação (no mesmo nível de tensão), dos disjuntores conectados aos terminais de duas linhas paralelas na mesma torre (circuito duplo), cujo arranjo da subestação possibilite a sua abertura a partir de um único evento que leve à ocorrência de circuitos radiais em vazio, alimentados a partir de uma única subestação (no mesmo nível de tensão);
- (j) para efeitos das simulações computacionais, são consideradas aberturas duplas:
 - (1) abertura simultânea, na mesma subestação (no mesmo nível de tensão), dos disjuntores conectados aos terminais de duas ou mais linhas paralelas situadas em torres distintas, que leva à ocorrência de circuitos radiais em vazio alimentados a partir de uma única subestação (no mesmo nível de tensão); e
 - (2) abertura simultânea, em duas subestações adjacentes, dos disjuntores conectados aos terminais de duas linhas quaisquer, que leva à ocorrência de circuitos (ou trechos) radiais em vazio alimentados a partir de uma única subestação (no mesmo nível de tensão);

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (k) na definição dos intervalos de tempo utilizados na simulação, para a abertura dos disjuntores com o objetivo de eliminar o curto, deve-se considerar o tempo total de atuação da proteção e o próprio tempo de abertura do disjuntor; deve também ser levada em conta a abertura do terminal remoto da linha por transferência de disparo da proteção;
- (l) para os estudos pré-operacionais, devem ser pesquisadas as sequências de abertura das fases do disjuntor e escolhidas as que produzirem as maiores sobretensões transitórias;
- (m) nos casos de rejeição decorrente de curto-circuito fase-terra, pode-se admitir a atuação da proteção de sobretensão;
- (n) não deve ser admitida a superação dos limites estabelecidos pelo fabricante e informados pelo agente responsável, para os níveis de corrente drenada e de energia absorvida pelos para-raios de óxido metálico expostos à manobra;

9.2.2.3 Extinção de arco secundário no religamento monopolar:

- (a) devem ser priorizadas soluções técnicas no sentido de garantir uma probabilidade adequada de sucesso na extinção do arco secundário em tempos inferiores a 500ms de acordo com o critério estabelecido no item 10.10.1 deste submódulo;
- (b) somente nos casos em que for demonstrada, por meio de estudos, a inviabilidade técnica de atender a diretriz do item 9.2.2.3(a) deste submódulo, pode-se optar pela utilização do critério definido no item 10.10.2 deste submódulo, para tempos de extinção superiores a 500ms;
- (c) quando só for possível a solução técnica para tempo morto acima de 500ms, devem ser avaliadas as implicações de natureza dinâmica para a Rede Básica, advindas da necessidade de operar com tempo morto mais elevado;
- (d) devem ser evitadas soluções que possam colocar em risco a segurança do sistema elétrico, como a utilização de chaves de aterramento rápido em terminais de linha adjacentes a unidades geradoras, onde a ocorrência de curtos-circuitos devidos ao mau funcionamento de equipamentos e sistemas de proteção e controle possa causar severos impactos à rede;
- (e) devem ser utilizadas preferencialmente soluções de engenharia que não demandem equipamentos que requeiram fabricação especial, tais como reatores de neutro que resultem em isolamento superior a 72,5kV para o neutro de reatores em derivação;
- (f) nos estudos pré-operacionais, a definição do tempo morto do religamento deve ser realizada com base nos estudos dinâmicos, nos ajustes de proteção, na existência de circuitos paralelos e na existência de outros condicionantes operacionais;

9.2.2.4 Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT):

- (a) questões gerais aplicáveis a todos estudos de TRT:
 - (1) a condição de falta em regime permanente deve ser calculada pelo programa de cálculo de curto-circuito para a condição de linha desconectada¹⁹;

¹⁹ Line-out.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (2) para a definição do caso base, os equivalentes do sistema (impedâncias equivalentes) devem ser calculados de acordo com o item 9.3 deste submódulo;
- (3) a condição de polo preso de disjuntor não deve ser considerada;
- (b) questões aplicáveis à abertura de faltas:
 - (1) as linhas de transmissão devem ser representadas por um modelo de parâmetros distribuídos, sem correção no domínio da frequência;
 - (2) na modelagem de transformadores e reatores, pode-se desconsiderar o efeito da saturação, as perdas no ferro, a correção da impedância de curto-circuito com a frequência e as capacitâncias internas;
 - (3) para a abertura de disjuntores que manobram transformadores, as capacitâncias para terra e entre enrolamentos, quando disponíveis, devem ser consideradas tanto para transformadores trifásicos quanto para monofásicos, em conjunto com a impedância de curto-circuito, de forma a representar, aproximadamente, as frequências naturais de oscilação do transformador;
 - (4) para reatores, uma capacitância equivalente em paralelo à reatância indutiva pode ser adotada, de forma a reproduzir a frequência natural de oscilação do reator;
 - (5) as cargas não necessitam ser representadas;
 - (6) as capacitâncias concentradas dos elementos conectados aos barramentos de ambos os terminais do disjuntor, como por exemplo, transformadores de instrumento e filtros, devem ser consideradas;
 - (7) o arco elétrico no disjuntor não deve ser representado;
- (c) curto-circuito nos terminais do disjuntor (lado linha e lado barra):
 - (1) a falta terminal trifásica não aterrada, com observação da abertura do primeiro polo do disjuntor, deve ser considerada;
 - (2) estudos de projeto básico devem também considerar os defeitos trifásico aterrado e monofásico;
- (d) defeito quilométrico:
 - (1) as faltas quilométricas trifásicas com foco no último pólo a interromper devem ser consideradas;
 - (2) a falta deve ser aplicada a uma distância do terminal da linha, de forma a se obter uma corrente de aproximadamente 90% da falta terminal correspondente;
 - (3) caso o disjuntor analisado seja de tecnologia a ar-comprimido, o valor da corrente de falta a ser pesquisado é de aproximadamente 75% da falta terminal correspondente; para disjuntores a óleo, esse valor é de 60%;
- (e) abertura de linha em vazio:
 - (1) atenção especial deve ser dada à modelagem de componentes nos terminais da linha que possam contribuir para o escoamento de sua carga residual, quando a linha é

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

desconectada da rede; exemplo típico desse caso é a existência de transformador de potencial (TP) indutivo ou reator em derivação conectado diretamente na linha;

- (1) a linha deve ser manobrada nas diferentes condições de compensação reativa previstas;
- (2) nos estudos de projeto básico, essa situação deve ser simulada com as fontes ajustadas para na frequência fundamental (60 Hz) e com tensão de pré-manobra igual à máxima tensão operativa da rede, com aplicação de falta monofásica e abertura das fases são:
 - (i) caso a região do sistema onde o disjuntor será instalado esteja sujeita a sobrefrequências em regime dinâmico, a simulação de abertura de linha a vazio deve levar em conta a máxima sobrefrequência identificada nos estudos;
 - (ii) devem ser identificados pelo estudo a máxima corrente capacitiva a ser interrompida e os valores de TRT aos quais o disjuntor fica sujeito, comparando-os com a sua especificação.
- (f) abertura de banco de capacitores em derivação:
 - (1) a condição de potência de curto-circuito reduzida na subestação onde o banco está instalado deve ser analisada, no intuito de maximizar sua influência na crista da TRT capacitiva;
- (g) manobra em discordância de fases:
 - (1) o objetivo dos estudos de manobra em discordância de fases é verificar a solicitação máxima de tensão através do polo do disjuntor nesta condição de manobra;
 - (2) o limite máximo da tensão através do disjuntor manobrado, estabelecido no projeto básico e refletido na especificação do disjuntor, deve ser observado; na falta deste, os valores normalizados para a classe de tensão do disjuntor devem ser adotados como limite;
 - (3) nos estudos de projeto básico, deve ser identificada a condição mais crítica de tensão através dos polos do disjuntor, imposta pela rede para a abertura em discordância de fases:
 - (i) ressalta-se que a abertura durante defasagens angulares “sistêmicas” inferiores a 180° pode, eventualmente, ocasionar solicitações de TRT superiores àquelas definidas em norma, por classe de tensão e com o fator de 1º polo normalizado, para a abertura em oposição de fases dos disjuntores;
 - (ii) nesses casos pode ser necessário um maior refinamento da modelagem, o que pode, em algumas situações, levar a necessidade de investigações de caráter eletromecânico (tensão e ângulo) do contexto no qual se dará a efetiva abertura do disjuntor.

9.2.2.5 Estudo de interrupção de corrente de curto-circuito com elevado grau de assimetria:

- (a) considerações gerais:

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (1) estudos para determinação da corrente de curto-circuito são necessários em situações de disjuntores localizados próximos a usinas, nas vizinhanças das quais a ocorrência de falta geralmente ocasiona uma corrente de curto-circuito com elevado grau de assimetria; dessa forma, é necessária a cuidadosa investigação do grau de assimetria da corrente de curto-circuito (X/R), que deve ser considerada na especificação do equipamento;
- (2) desta forma, a componente simétrica e a assimetria da corrente de curto-circuito (X/R) devem ser determinadas para as condições de curto trifásico simultâneo nas três fases e curto monofásico para inclusão como requisitos para disjuntores e equipamentos associados;
- (3) em situações específicas de operação de máquinas síncronas, aliadas a ocorrência de faltas trifásicas evolutivas, podem ocorrer elevadas assimetrias que acarretam retardo da primeira passagem pelo zero da corrente de curto-circuito; este fenômeno, embora de baixíssima probabilidade de ocorrência, pode eventualmente se manifestar em situações de suprimento a cargas puramente capacitivas, devendo ser investigado para os casos de compensadores síncronos e de unidades geradoras que operem como síncronos.

9.2.2.6 Estudo de manobra de correntes induzidas por chaves de aterramento de linhas de transmissão:

(a) considerações gerais:

- (1) o estudo de manobra de correntes induzidas por chaves de aterramento de linhas de transmissão é necessário em situações de circuitos paralelos de linhas de transmissão situados na mesma faixa de passagem ou em caso de torre com circuito duplo;
- (2) quando uma das linhas está fora de serviço e aterrada por lâminas de terra de seccionadores, a abertura da linha para a sua recolocação em serviço submete a chave de terra a uma operação de interrupção da corrente induzida;
- (3) a chave, além de ser solicitada a interromper a corrente induzida, deve suportar a TRT advinda da interrupção dessa corrente;

(b) diretrizes:

- (1) as linhas envolvidas devem ser modeladas por parâmetros distribuídos, e os acoplamentos entre fases de todas as linhas envolvidas devem ser levados em conta;
- (2) a condição de carregamento da linha paralela deve ser a mais desfavorável possível em termos da indução de corrente, ou seja, operação com máximo carregamento, limitada à capacidade da linha;
- (3) não deve ser considerada a hipótese de curto-circuito na linha paralela no instante de abertura da chave de terra.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

9.3 Representação equivalente da rede elétrica

9.3.1 Considerações gerais

9.3.1.1 Entende-se por equivalente de um sistema elétrico a representação ou modelagem matemática de um sistema ou de partes desse sistema, através de suas impedâncias de curto-circuito ou, alternativamente, através de impedâncias que reproduzam o comportamento da rede em função da frequência, de sequência zero e de sequência positiva, vistas a partir da(s) barra(s) de fronteira.

9.3.2 Diretrizes

9.3.2.1 Para a definição das barras de fronteira, devem-se escolher pontos da rede nos quais o circuito equivalente – representado pelas impedâncias de curto-circuito, próprias e de transferência – tenha uma influência mínima sobre o comportamento transitório do restante do sistema, representado em detalhes, que é o foco do estudo.

9.3.2.2 Entre a(s) barra(s) focalizada(s) no estudo e as barras de fronteira devem existir, pelo menos, 2 (duas) outras barras.

9.3.2.3 Nos casos em que se fizer uso de equivalentes calculados em uma única frequência (frequência fundamental), os equivalentes devem ser representados por circuitos RL mutuamente acoplados, que podem ser obtidos a partir das impedâncias de curto-circuito de sequência zero e de sequência positiva.

9.3.2.4 Deve-se modelar um componente físico ou parte do sistema elétrico considerando a dependência da impedância do equipamento ou da rede em relação à frequência nas situações em que o fenômeno estudado ou particularidades do sistema a ser representado impuserem tal necessidade.

9.3.2.5 Nas simulações que incluem, por exemplo, a análise de ressonância, deve-se representar a impedância da rede elétrica por sua resposta em frequência, $Z(j\omega)$, ou por uma síntese da rede, de tal forma que a resposta em frequência do circuito equivalente seja similar à da rede elétrica original.

9.3.2.6 A validação dos equivalentes e da própria rede representada com base na frequência fundamental deve ser realizada por comparação dos valores de correntes de curtos-circuitos monofásico e trifásico obtidos no programa de transitórios com os resultados do programa de cálculo de curto-circuito. Os pontos de aplicação dos defeitos devem ser escolhidos de forma a abranger os barramentos de manobra e outros julgados relevantes.

9.4 Diretrizes para estudos em sistemas CC

9.4.1 As diretrizes para estudos relativos ao dimensionamento de elos CC, bem como aqueles que dizem respeito a interação CA/CC e afetam o seu dimensionamento, são apresentados nos itens 5.16 e 6.14 do Submódulo 2.5.

9.4.2 Os estudos de oscilações subsíncronas dependentes de equipamentos devem avaliar se o sistema CC excitará oscilação de ordem mecânica, eletromecânica ou oscilação de frequência

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

natural de geradores e turbinas, individualmente ou em conjunto. Os estudos também devem identificar possíveis soluções para o problema.

9.4.3 Os estudos de sobretensões temporárias e sobretensões por ferroressonância devem determinar o nível máximo de sobretensão na frequência fundamental, bem como estabelecer a característica e a faixa para o controle dessa sobretensão. Busca-se, assim, evitar que a sobretensão atinja o limite dos equipamentos CA e CC e/ou provoque autoexcitação de geradores.

9.4.4 Os estudos de proteção de sobretensões e coordenação de isolamento devem determinar os níveis de sobretensões e as condições de coordenação de isolamento para todos os equipamentos CA e CC envolvidos.

9.5 Conteúdo essencial dos relatórios técnicos do estudo

9.5.1 O Relatório Técnico (RT) deve apresentar os seguintes conteúdos:

- (a) objetivos do estudo: justificativa, sob a ótica do acesso e da operação, da necessidade da realização do estudo de transitórios eletromagnéticos com vistas a quantificar as solicitações transitórias decorrentes de manobras;
- (b) descrição da rede elétrica representada no detalhe e dos equivalentes em 60Hz (ou em frequência):
 - (1) identificação da modelagem utilizada por tipo de equipamento;
 - (2) identificação dos barramentos de fronteira e equivalentes associados;
 - (3) apresentação do diagrama unifilar da rede modelada para estudos de transitórios eletromagnéticos com a indicação dos pontos de conexão dos equivalentes;
- (c) metodologia de simulação e critérios para análise dos resultados:
 - (1) descrição do procedimento empregado na simulação de cada tipo de manobra;
 - (2) identificação, entre os critérios definidos no item 10 deste submódulo, daqueles utilizados para a análise dos resultados;
 - (3) explicitação das simplificações efetuadas, bem como das premissas adotadas no estudo;
- (d) descrição das manobras simuladas:
 - (1) identificação das condições do sistema (carregamento, indisponibilidades, tensões pré-manobra) em cada uma das manobras simuladas;
 - (2) apresentação dos registros gráficos e das tabelas de resultados correspondentes;
- (e) tabelamento de resultados estatísticos: apresentação das tabelas estatísticas que contenham os valores máximo, médio, desvio padrão, bem como a probabilidade de os valores de cada grandeza a ser monitorada serem excedidos em 2%;
- (f) tabelamento de resultados determinísticos: apresentação das tabelas determinísticas que contenham os valores necessários à realização de análises específicas, como, por exemplo, valor eficaz, valor máximo, intervalos de tempo, derivada no tempo etc;

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (g) quantificação das correntes de neutro durante o período de operação desequilibrada causados pelo religamento monopolar (curvas corrente instantânea e eficaz *versus* tempo) para as transformações na área de influência da manobra;
- (h) análise dos resultados:
 - (1) identificação das condições mais críticas no que diz respeito a valores máximos das solicitações transitórias de acordo com o tipo de manobra;
 - (2) valores limite das tensões pré-manobra que não acarretem a violação dos critérios;
 - (3) configurações topológicas mais críticas que abranjam a indisponibilidade simples de equipamento;
- (i) conclusões e recomendações de estudos pré-operacionais:
 - (1) informação sobre se, e sob que condições, foram (ou não) superadas as características de suportabilidade dos equipamentos analisados no estudo;
 - (2) recomendação, independentemente de identificação de restrição, das condições operativas limite para execução das manobras sem risco para os equipamentos;
- (j) conclusões e recomendações de estudos de projeto básico:
 - (1) identificação clara das solicitações de rede sobre os equipamentos das instalações novas e das existentes;
 - (2) explicitação dos níveis de isolamento e das características básicas dos equipamentos que decorram de solicitações transitórias tais como tensão suportável a impulso de manobra, sobretensão sustentada e energia de para-raios;
- (k) referências: informação dos principais documentos que serviram de base ao estudo, como, por exemplo, estudos e relatórios de ensaio ou de dados dos equipamentos fornecidos pelo agente responsável, documentação com dados dos equipamentos fornecida pelo agente, atas de reunião com o ONS etc;
- (l) anexos: apresentação dos dados da rede elétrica estudada, do registro gráfico das formas de onda e das demais figuras empregadas no estudo.

9.5.2 Devem ser disponibilizados para o ONS, em formato compatível com a ferramenta definida no Submódulo 18.2, todos os arquivos de dados utilizados nos estudos.

10 CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS SOB CONDIÇÕES DE MANOBRA

10.1 Considerações gerais

10.1.1 Para estudos de projeto básico, a regra geral é a verificação de que as características básicas para os equipamentos e instalações, decorrentes dos estudos, atendem às normas específicas, aos requisitos mínimos do Submódulo 2.3 e às exigências dos editais de licitação de serviço público de transmissão da ANEEL.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

10.1.2 Para estudos pré-operacionais, a regra geral é a observância às suportabilidades dos equipamentos, garantidas pelos fabricantes e fornecidas pelos agentes.

10.1.3 A ferramenta computacional utilizada nesses estudos – *Modelo para análise de transitórios eletromagnéticos* – está apresentada no Submódulo 18.2.

10.2 Critérios relativos aos para-raios

10.2.1 A energia dissipada, a corrente drenada pelos para-raios e as sobretensões temporárias (TOV²⁰) durante manobras não podem ser superiores àquelas garantidas pelo fabricante e fornecidas pelo agente. Deve-se observar para cada tipo de para-raios – convencional e de óxido metálico – o disposto a seguir.

10.2.2 Para-raios convencionais:

- (a) para os para-raios há muito tempo em operação, deve ser considerado um fator de envelhecimento (0,95) que leve em conta uma possível redução na tensão de disparo do *gap*; nesse caso, a tensão de disparo passa a ser:

$$V_d = (1,20 \text{ a } 1,35) \cdot \sqrt{2} \cdot V \cdot 0,95 \text{ fase-terra(pico)}$$

onde V é a tensão nominal (eficaz) do para-raios;

- (b) as manobras que provoquem a operação de para-raios sem *gap* ativo só são permitidas se não houver outra alternativa de manobra e se as tensões após o disparo permitirem que esses para-raios atuem sem que a energia dissipada por eles ultrapasse os valores garantidos pelos fabricantes e fornecidos pelos agentes;
- (c) as manobras que provoquem a operação de para-raios com *gap* ativo só são permitidas se as energias dissipadas por eles não ultrapassarem os valores garantidos pelos fabricantes e fornecidos pelos agentes;

10.2.3 Para-raios de óxido metálico:

- (a) em estudos de projeto básico, a característica típica de para-raios (tensão *versus* corrente – $V \times I$), para o nível de tensão da instalação a ser utilizada nos estudos de projeto básico, deve ser obtida, preferencialmente, de catálogos de fabricantes;
- (b) em estudos pré-operacionais, para a maximização da energia dissipada pelos para-raios durante uma manobra, deve ser utilizada a curva característica $V \times I$ mínima, obtida das curvas características $V \times I$ garantidas pelo fabricante e fornecidas pelo agente.

²⁰ *Temporary overvoltage.*

| | | | |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

10.3 Critérios relativos a transformadores e autotransformadores

10.3.1 Suportabilidade a sobretensões de manobra

10.3.1.1 Durante manobras, transformadores e autotransformadores só podem ser submetidos a sobretensões no máximo iguais àquelas garantidas pelos fabricantes e fornecidas pelos agentes.

10.3.1.2 Na falta dessa informação, devem ser utilizados os valores indicativos apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Valores indicativos de sobretensões de manobra admissíveis para transformadores e autotransformadores em vazio²¹

| Tensão (pu) ⁽¹⁾ | Tempo (s) |
|----------------------------|--------------------|
| 2,0 | 0,1667 (10 ciclos) |
| 1,82 | 0,3333 (20 ciclos) |
| 1,50 | 1,667 (100 ciclos) |
| 1,40 | 3,6 |
| 1,35 | 10 |
| 1,25 | 20 |
| 1,20 | 60 |
| 1,15 | 480 |
| 1,10 | Regime |

(1) Valores em pu tendo por base a tensão da derivação (valor eficaz de tensão pelo qual o tape é designado na tabela de derivação do transformador).

10.3.1.3 Para tempos inferiores a 10 ciclos da frequência fundamental, o valor das tensões transitórias não deve ser superior ao nível de isolamento dos equipamentos, com uma margem de segurança de 15%.

²¹ D'AJUZ, Ary; FONSECA, Cláudio; SALGADO FILHO, F.; AMON, Jorge; DIAS, L. Nora; PEREIRA, Marco P.; ESMERALDO, Paulo Cesar; VAISMAN, R. e FRONTIN, Sergio. Transitórios elétricos e coordenação de isolamento - aplicação em sistemas de potência de alta tensão. Niterói: EDUFF, 1987.

| | | | |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

10.4 Critérios relativos a reatores em derivação

10.4.1 Suportabilidade a sobretensões de manobra

10.4.1.1 Durante as manobras, reatores em derivação só podem ser submetidos a sobretensões no máximo iguais àquelas garantidas pelos fabricantes e fornecidas pelos agentes.

10.4.1.2 Na falta dessa informação, devem ser utilizados os valores indicativos apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Valores indicativos de sobretensões de manobra admissíveis para reatores em derivação

| Tensão (pu) ⁽¹⁾ | Tensão (pu) ⁽²⁾ | Tempo (s) |
|----------------------------|----------------------------|-----------|
| 2,0 | 2,10 | 0,1667 |
| 1,82 | 1,91 | 0,3333 |
| 1,50 | 1,57 | 1,667 |
| 1,40 | 1,47 | 3,6 |
| 1,05 | 1,10 | Regime |

(1) Valores em pu para tensão base de 230, 345, 440 e 525kV.

(2) Valores em pu para tensão base de 500kV.

10.4.1.3 Para tempos inferiores a 10 ciclos da frequência fundamental, o valor das tensões transitórias não deve ser superior ao nível de isolamento dos equipamentos, com uma margem de segurança de 15%.

10.5 Critérios relativos a bancos de capacitores em derivação

10.5.1 Os transitórios de energização de capacitores em derivação não devem afetar o desempenho da rede.

10.5.1.1 Particularmente, a manobra de energização não deve levar à operação indevida de proteções de sobrecorrente ou sobretensão.

10.5.1.2 O valor máximo de corrente de *inrush* não deve ultrapassar a suportabilidade dos capacitores do banco e deve estar entre os valores admissíveis para a capacidade de energização de corrente capacitiva dos disjuntores do banco.

10.5.1.3 Não pode ser admitida a operação de para-raios convencionais, decorrente da manobra do banco.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

10.6 Critérios relativos a bancos de capacitores série fixos e controlados

10.6.1 Nenhuma manobra pode resultar na superação da energia dissipada máxima garantida pelo fabricante e fornecida pelo agente para capacitores série protegidos por varistores de óxido metálico (MOV²²).

10.6.2 Para os estudos de projeto básico, devem ser observados os requisitos estabelecidos no Submódulo 2.3.

10.7 Critérios relativos a disjuntores

10.7.1 Nas manobras com aberturas de disjuntores, devem ser respeitados os valores garantidos pelo fabricante e fornecidos pelo agente para as tensões de restabelecimento transitórias, as capacidades de interrupção referentes a cada tipo de manobra associada e o grau de assimetria da corrente de curto-circuito.

10.7.2 Para manobras de abertura de linhas de transmissão em vazio, os valores de tensão pré-abertura da linha devem ser previamente determinados para a condição de operação considerada. A ocorrência curtos-circuitos fase-terra, rejeição de carga com falta na linha, sobrefrequências ou outras condições de sistema relevantes devem ser consideradas na determinação da tensão pré-abertura a ser adotada nas simulações transitórias. Os valores da tensão fase-fase pré-manobra não devem ultrapassar os limites máximos admissíveis fornecidos pelos agentes. Na falta destes, os valores indicados na Tabela 4 não devem ser ultrapassados.

10.8 Critérios relativos a máquinas síncronas

10.8.1 Quanto a sobretensões ocasionadas por manobras na rede, as máquinas síncronas encontram-se cobertas pelas limitações impostas por equipamentos mais restritivos, como, por exemplo, para-raios e transformadores.

10.8.2 Para máquinas síncronas eletricamente próximas ao ponto no qual é realizada a manobra, são necessárias averiguações de solicitações eletromagnéticas e mecânicas internas às máquinas.

10.8.3 As correntes da armadura e a tensão de campo devem se manter abaixo dos valores garantidos pelos fabricantes e fornecidos pelos agentes para as sobrecargas admissíveis no tempo. Na falta de informações desses valores, para geradores de polos lisos ou rotor cilíndrico, utiliza-se o gráfico de uma referência do IEEE²³, reproduzido na Figura 1, para avaliar as suportabilidades para curta duração dos enrolamentos de armadura e campo.

²² Metal oxyde varistor.

²³ IEEE. Standard C50.12-1989 – Requirement for salient-pole synchronous generators and generator motors for hydraulic-turbine applications.

| | | | |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

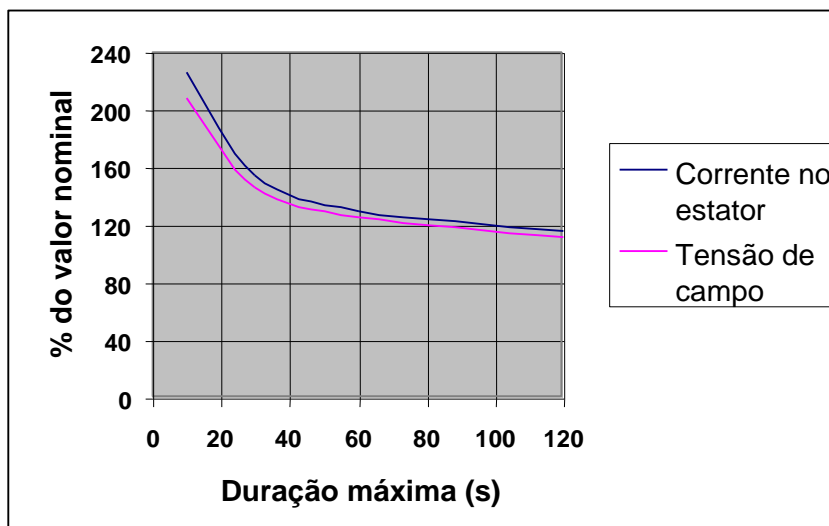


Figura 1 – Suportabilidade de curta-duração para geradores de polo liso

10.8.3.1 A perda de vida no eixo mecânico de turbo-geradores deve ser inferior à fornecida pelo agente. Na falta dessa informação, deve ser inferior a 0,01%.

10.9 Critérios relativos a linhas de transmissão

10.9.1 Em nenhum ponto da linha, o pico da tensão transitória pode ser superior ao valor utilizado no projeto da linha de transmissão para a definição do seu nível básico de isolamento.

10.9.1.1 O projeto deve estabelecer espaçamentos e cadeias de isoladores, entre outros parâmetros.

10.10 Extinção de arco secundário

10.10.1 Tempo morto de até 500ms

10.10.1.1 O sucesso da extinção do arco secundário no religamento monopolar é caracterizado pelo valor eficaz do último pico da corrente do arco secundário (I_a) e pelo valor do primeiro pico da tensão de restabelecimento transitória (V_p) através do canal do extinto arco.

10.10.1.2 Caso esse par de valores (V_p , I_a) esteja localizado no interior de uma curva que caracterize a zona de alta probabilidade de extinção do arco secundário (vide Figura 2), considera-se que o religamento monopolar obteve sucesso.

| | | | |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

Primeiro Pico da TRV (kV)

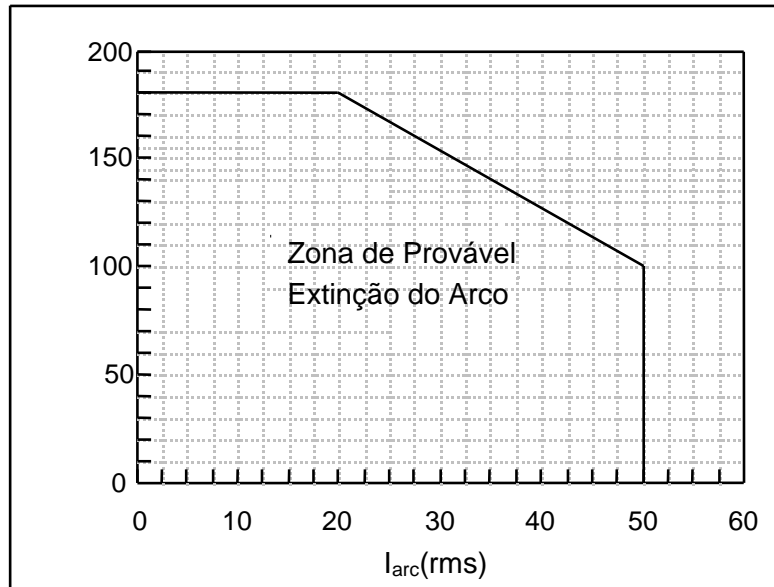


Figura 2 – Curva indicativa²⁴ para análise da extinção da corrente de arco secundário, para um tempo morto de até 500ms.

10.10.2 Tempo morto superior a 500ms

10.10.2.1 Para avaliação do sucesso da extinção do arco secundário no religamento monopolar ou tripolar – este último no caso de circuitos paralelos que induzam tensões no circuito sob estudo – deve ser considerada uma curva de referência, obtida experimentalmente, que relaciona o tempo morto necessário para a extinção do arco secundário com o valor do último pico da corrente de arco (vide Figura 3).

10.10.2.2 Na utilização da curva da Figura 3, as seguintes ações devem ser adotadas:

- por meio das medidas de mitigação, os estudos transitórios devem viabilizar o menor tempo morto possível, limitado ao máximo de 1,25s, que corresponde a uma corrente de arco secundário de até 50A; e
- caso não seja possível obter correntes inferiores a 50A, no tempo morto de até 1,25s, deve-se propor como tempo morto o tempo relacionado ao valor eficaz da corrente obtida.

²⁴ Balossi, A., Malaguti, M., Ostano, P., *Laboratory full-scale tests for determination of the secondary arc extinction time in high-speed reclosing*, IEEE Summer Power Meeting, New Orleans, July 10-15, 1966.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

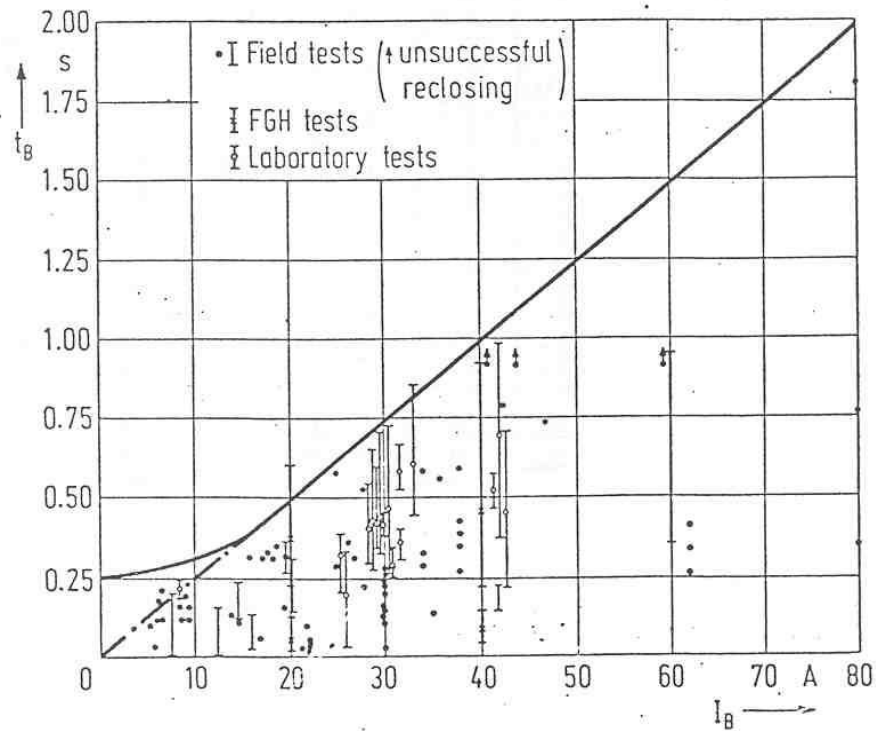


Figura 3 – Curva indicativa²⁵ de tempo morto para extinção do arco secundário versus valor eficaz da corrente de arco secundário, para tensões até 765 kV.

²⁵ Haubrich, H.-J., Hosemann, G., Thomas, R., *Single-phase auto-reclosing in EHV Systems*, CIGRE 1974, paper 31-09, Paris, 1974.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

11 DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE SEGURANÇA DE TENSÃO

11.1 As diretrizes e os critérios apresentados nos itens 5.2 e 5.3 e complementados neste item para os estudos de segurança de tensão são aplicados a estudos específicos descritos nos Módulos 4, 6 e 21.

11.2 As ferramentas computacionais utilizadas nesses estudos – *Modelo para análise de redes em regime permanente, Modelo de fluxo de potência ótimo e Modelo para análise de estabilidade eletromecânica* – estão apresentadas no Submódulo 18.2.

11.3 Os dados para os estudos de segurança de tensão são os constantes nos bancos de dados do ONS.

11.4 Define-se margem de segurança de tensão (MST) como a distância mínima para um ponto de operação do sistema onde há risco de instabilidade de tensão.

11.5 Um sistema elétrico é considerado seguro em relação à tensão quando, para uma dada condição operativa, a MST e os níveis de tensão pré-contingência e pós-contingência encontram-se em conformidade com os critérios estabelecidos.

11.6 De forma geral, técnicas estáticas devem ser utilizadas na definição de margens de segurança, na seleção de contingências críticas e na identificação de áreas e controles críticos. Simulações no domínio do tempo devem confirmar as margens de segurança apontadas pela análise estática e estudar a interação entre controles.

11.7 Para a avaliação de segurança de tensão, ferramentas estáticas e programas de simulação no domínio do tempo devem ser utilizados de forma complementar. O sucesso dessa avaliação depende não só do entendimento do mecanismo como também da proximidade da instabilidade de tensão.

11.8 Deve-se observar a consistência entre critérios e métodos da avaliação de segurança de tensão, nas áreas de planejamento da operação e de tempo real. Enquanto as duas abordagens podem examinar diferentes cenários e requerer diferentes margens de segurança, é importante que os procedimentos e modelos estejam consolidados para que os resultados obtidos possam ser comparados.

11.9 As modelagens de carga nas análises estática e dinâmica devem estar em conformidade com as definidas nos itens 5 e 8 deste submódulo.

11.10 Durante o processo de incremento de carga em uma área estudada, o fator de potência deve ser mantido constante. Escolhe-se, então, o redespacho necessário, para fazer frente ao crescimento de carga, em grupos de geradores que provoquem carregamento no sistema de suprimento mais crítico.

11.11 A carga do tipo motor de indução deve ser representada nas análises estática e dinâmica de segurança de tensão. Na impossibilidade dessa modelagem, o percentual da barra de carga, estimado como motor de indução, deve ter suas parcelas de carga ativa e reativa representadas, respectivamente, com corrente e impedância constantes.

11.12 Os estudos de planejamento da operação devem definir limites operativos e avaliar a necessidade de SEP, a fim de garantir a segurança de tensão.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

11.13 Em tempo real, a avaliação de segurança de tensão deve cobrir situações não previstas na fase de planejamento da operação e evitar a operação na região onde esquemas de controle de emergência precisem ser ativados.

11.14 No âmbito do planejamento da operação, os estudos de segurança de tensão, quando pertinentes, devem determinar margens de segurança considerando rede completa e Rede Incompleta, seja pelas incertezas presentes nesses horizontes, seja pela necessidade de previsão de manutenção de elementos ou recursos importantes da rede. Em tempo real, uma vez que o estado e a topologia do sistema são conhecidos, pode ser necessário um número menor de cenários e menor margem de segurança de tensão.

11.15 A segurança de tensão é tradicionalmente avaliada por meio de métodos determinísticos. Contudo, métodos de avaliação probabilísticos podem ser necessários em função do aumento da complexidade do sistema ou do grau de incertezas.

11.16 As diferentes características de suprimento, de modelagem e de recursos entre as áreas do SIN podem implicar necessidades que justifiquem a adoção de critério particular para a definição de margens mais seguras nos estudos de segurança de tensão.

11.17 Como critério geral, as margens de segurança de tensão para os estudos de planejamento da operação são de 7% e 4%, nas análises com rede completa e Incompleta, respectivamente. Em tempo real, uma margem de 4% deve ser a meta.

11.18 Os critérios para níveis e variações de tensão em pré-contingência e pós-contingência são os mesmos estabelecidos nos itens 5 e 8 deste submódulo.

11.19 Na impossibilidade de avaliação da segurança de tensão em tempo real, as margens de segurança e as recomendações dos estudos de planejamento da operação devem ser adotadas, através de instruções de operação, a fim de possibilitar uma segura monitoração por parte dos operadores do sistema.

12 DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE RECOMPOSIÇÃO DO SISTEMA

12.1 Aspectos gerais

12.1.1 A recomposição da malha principal do SIN deve se processar em duas fases, a saber: a recomposição fluente e a recomposição coordenada.

12.1.2 Na fase fluente de recomposição as seguintes condições devem ser consideradas:

- (a) as áreas geoeletricas de recomposição devem estar totalmente desenergizadas;
- (b) deve-se iniciar a recomposição por meio das usinas de autorrestabelecimento (usinas com *black start*);
- (c) os procedimentos operacionais previamente definidos devem permitir a recomposição de áreas geoeletricamente definidas, com o balanço adequado entre carga e geração em uma configuração mínima de rede, para evitar desvios de tensão e frequência e atuações indevidas das proteções;

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (d) as usinas térmicas não são consideradas como fontes de restabelecimento do SIN; porém, sempre que tecnicamente viável, devem possuir esquemas de ilhamento que preservem uma parcela do sistema estável após grandes distúrbios;
- (e) deve ser atendida a maior parcela possível do montante máximo de carga prioritária pré-definido; deve-se levar em consideração a condição de carga pesada para garantir a viabilidade da recomposição em qualquer horário, obedecendo as condições especificadas no item 12.2.1 deste submódulo.

12.1.3 Concluída a fase fluente da recomposição, novas medidas devem ser tomadas no sentido de restabelecer os montantes adicionais de carga para trazer o SIN à sua configuração pré-distúrbio, sem colocar em risco a estabilidade do sistema.

12.1.3.1 A recomposição coordenada só deve ter início após a verificação dos seguintes requisitos:

- (a) ausência de sobrecargas em equipamentos da área considerada;
- (b) estabilização da frequência;
- (c) níveis de tensão compatíveis com a configuração da área geoeletrica, associados aos montantes de tomada de carga prioritária pré-estabelecidos;
- (d) o processo de recomposição volta a ser coordenado no caso de um impedimento no processo fluente preferencial.

12.1.4 Os estudos de recomposição são elaborados e atualizados levando em conta os seguintes aspectos:

- (a) Deve haver sempre um equilíbrio entre carga e geração das áreas das usinas de autorrestabelecimento que fazem parte da malha principal do SIN;
- (b) Devem-se definir os limites de tensão e disponibilizar blocos de carga em patamares seguros;
- (c) Devem-se, sempre que possível, além do procedimento prioritário de recomposição, prever alternativas para situações de indisponibilidade de equipamentos que comprometam os procedimentos das áreas de recomposição;
- (d) Devem-se reavaliar os procedimentos operacionais em função da entrada em operação de novos equipamentos ou de alterações na topologia da rede.

12.1.5 Os dados para a realização dos estudos de recomposição do sistema devem ser obtidos a partir do banco de dados do ONS para estudos de fluxo de potência, de estabilidade eletromecânica e de transitórios eletromagnéticos e de informações complementares dos agentes.

12.1.6 As ferramentas computacionais utilizadas nesses estudos – *Modelo para análise de redes em regime permanente*, *Modelo para análise de estabilidade eletromecânica* e *Modelo para análise de transitórios eletromagnéticos* – estão apresentadas no Submódulo 18.2.

12.2 Estudos em regime permanente

12.2.1 Os estudos de regime permanente são feitos para analisar as condições do sistema nas diversas etapas e configurações da recomposição. Verificam os perfis de tensão, os carregamentos

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

em equipamentos e a capacidade das unidades geradoras do sistema nas situações pré-manobra e pós manobra, de acordo com os critérios apresentados a seguir:

- (1) representação da carga: as cargas devem ser representadas conforme item 5.2.3 deste submódulo;
- (2) disponibilidade inicial de geração;
- (3) o montante de carga tomado fluentemente não pode exceder a referida disponibilidade inicial de potência ativa em cada área geoeletrica;
- (4) como critério geral, a disponibilidade inicial de geração deve considerar para cada usina de autorrestabelecimento que uma das unidades geradoras esteja em manutenção ($n-1$, onde n é o número de unidades geradoras da usina) ou que haja um número mínimo de unidades geradoras sincronizadas (n_{\min});
- (5) o número mínimo de unidades geradoras é definido a partir de estudos elétricos, com o intuito de evitar a ocorrência de autoexcitação quando de rejeição de carga para determinadas condições críticas de rede ou em função da sensibilidade dos ajustes da proteção;
- (6) assim, para as ($n-1$) unidades geradoras – ou para o número mínimo de unidades geradoras (n_{\min}) – disponíveis nas usinas de autorrestabelecimento, tem-se o valor da potência inicialmente disponível obtido pela seguinte fórmula:

$$P_{\text{disp}} = 0,8 \times (n-1) \times P_n \quad \text{ou} \quad P_{\text{disp}} = 0,8 \times n_{\min} \times P_n$$

onde:

P_n é a potência nominal ou efetivamente disponível por unidade geradora (em MW);

P_{disp} é a potência total inicialmente disponibilizada pela usina (em MW).

- (7) para áreas geoeletricas com mais de uma usina de autorrestabelecimento que participe da recomposição na fase fluente, a potência total inicialmente disponibilizada na referida área é a soma das potências disponibilizadas em cada uma das usinas participantes do processo de recomposição;
 - (a) controle de tensão nas áreas geoeletricas durante a fase fluente da recomposição:
 - (1) para serem obtidos níveis de tensão adequados nos barramentos do sistema, devem ser utilizados os recursos disponíveis para fornecimento de potência reativa pelas usinas, reatores shunt e tomadas de cargas necessárias. A menos que sua utilização esteja definida nas instruções operativas, os recursos de capacitores shunt e/ou compensadores síncronos ou estáticos não são considerados, em princípio, para o controle de tensão durante o processo de recomposição fluente;
 - (2) a disponibilidade de fornecimento de potência reativa pelas usinas para controle de tensão na fase fluente da recomposição é obtida a partir da curva de capacidade das unidades geradoras; o número de unidades geradoras a ser considerado é o que

| | | | |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

fornece a potência ativa inicialmente disponibilizada, conforme diretriz descrita no item 12.2.1(1) deste submódulo;

- (3) essa disponibilidade de fornecimento de potência reativa por parte das usinas, juntamente com as características de impedância da configuração mínima de área geoeletrica considerada, permite determinar o limite de carga prioritária a ser atendido, em função do controle de tensão durante a fase fluente;
- (4) assim, a disponibilidade de fornecimento de potência reativa, associada ao fator de potência das cargas a serem restabelecidas, e a configuração mínima dessa área geoeletrica podem definir o valor máximo de carga a ser atendido na fase fluente;
- (5) para cada procedimento prioritário de recomposição fluente de uma área geoeletrica devem estar estabelecidas a tensão de partida e o número mínimo de unidades geradoras para a usina de autorrestabelecimento. Deste modo é possível garantir o controle da tensão e a disponibilidade de fornecimento de potência reativa de toda esta área;
- (6) para os estudos de recomposição, deve-se considerar a faixa entre 0,85 e 0,95 para o fator de potência das cargas restabelecidas a partir das áreas geoeletricas, em função da existência ou não de compensação local dessa carga através de banco de capacitores;
- (7) Nos estudos de recomposição, a tensão deve obedecer, para as fases fluente e coordenada, às restrições específicas de equipamentos informadas pelos agentes; na ausência dessas informações, devem ser considerados os valores limite para níveis de tensão em regime permanente apresentados na Tabela 7;

Tabela 7 – Níveis de tensão aceitáveis em regime permanente para estudos de recomposição

| Tensão nominal de operação ⁽¹⁾ | FASES FLUENTE/COORDENADA ⁽²⁾ | | | |
|---|---|------|--------|-------|
| | Mínimo | | Máximo | |
| (kV) | (kV) | (pu) | (kV) | (pu) |
| < 230 | — | 0,90 | — | 1,10 |
| 230 | 207 | 0,90 | 253 | 1,10 |
| 345 | 311 | 0,90 | 380 | 1,10 |
| 440 | 396 | 0,90 | 484 | 1,10 |
| 500 | 475 | 0,90 | 550 | 1,10 |
| 525 | 475 | 0,90 | 550 | 1,05 |
| 765 | 690 | 0,90 | 800 | 1,046 |

(1) Valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado.

| | | | |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (2) Caso haja limitações em equipamentos ou nos recursos de controle de tensão disponíveis nas subestações pertencentes a cada etapa de energização dos corredores de recomposição, cabe a cada empresa adotar, com o conhecimento do ONS, limites diferentes dos definidos na Tabela 7 para os níveis máximo e mínimo da tensão.

12.3 Estudos de estabilidade eletromecânica

12.3.1.1 Os estudos de estabilidade eletromecânica são feitos para analisar o comportamento das oscilações de frequência e de tensão durante tomadas de carga e/ou rejeição de carga, conforme os limites estabelecidos na Tabela 8 e na Tabela 9, bem como quando dos fechamentos de paralelo e de anel, conforme estabelecido nos itens 8.4 e 8.5 deste submódulo. As cargas devem ser representadas conforme item 5.2.3 deste submódulo.

12.3.1.2 Nas simulações, devem-se considerar os reguladores de tensão e de velocidade das unidades geradoras nas usinas, à exceção de máquinas de pequeno porte.

12.3.1.3 Não deve ser considerada a atuação de sinais adicionais estabilizadores (PSS) nas simulações da fase fluente de recomposição.

12.3.1.4 É importante ressaltar que, nos estudos de recomposição, as sobretensões dinâmicas decorrentes de rejeição de carga ficam limitadas aos valores máximos da Tabela 9 e não aos da Tabela 3 deste submódulo. Assim, o valor de sobretensão decorrente de uma possível rejeição de carga pode limitar o montante máximo de tomada de carga, de modo a se evitar uma nova sequência de desligamentos após a rejeição, quando as áreas de autorrestabelecimento ainda estão eletricamente separadas e com baixo nível de curto-circuito.

Tabela 8 - Níveis aceitáveis para oscilações de frequência em regime dinâmico

| USINA | FREQUÊNCIA (Hz) | | | |
|---------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | FASE FLUENTE | | FASE COORDENADA | |
| | Mínimo ⁽¹⁾ | Máximo ⁽¹⁾ | Mínimo ⁽¹⁾ | Máximo ⁽¹⁾ |
| Hidroelétrica | 56 | 66 | 57 | 63 |
| Termoelétrica | Não se aplica | | | |

- (1) Os limites máximo e mínimo de frequência podem ser ampliados ou reduzidos em função de informações dos agentes envolvidos.

| | | | |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

Tabela 9 - Níveis aceitáveis para oscilações de tensão em regime dinâmico

| Tensão nominal de operação ⁽¹⁾ | TENSÃO DINÂMICA | | | | |
|---|-----------------|------|--------|------|---|
| | Mínimo | | Máximo | | |
| (kV) | (kV) | (pu) | (kV) | (pu) | ou 5% abaixo do ajuste da proteção de sobretensão temporizada |
| < 138 | — | 0,85 | — | 1,25 | |
| 138 | 117 | 0,85 | 173 | 1,25 | |
| 230 | 195 | 0,85 | 288 | 1,25 | |
| 345 | 293 | 0,85 | 430 | 1,25 | |
| 440 | 374 | 0,85 | 550 | 1,25 | |
| 500 | 450 | 0,90 | 655 | 1,30 | |
| 525 | 450 | 0,85 | 655 | 1,25 | |
| 765 | 650 | 0,85 | 956 | 1,25 | |

(1) Valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado.

12.3.2

12.3.3 No fechamento de paralelos ou de anéis, também devem ser investigadas as sobretensões dinâmicas, verificado o atendimento ao critério da máxima variação instantânea da potência acelerante das máquinas, bem como a manutenção da estabilidade eletromecânica do sistema.

12.3.3.1 O detalhamento relacionado às condições para fechamento de paralelos e anéis encontra-se nos itens 8.4 e 8.5 deste submódulo.

12.3.4 Em áreas geoeletricas definidas com mais de uma usina de autorrestabelecimento na fase fluente, o controle de frequência deve ser feito por apenas uma delas. As demais usinas ficam com a responsabilidade de assumir carga, de forma a garantir uma folga de geração na usina que controla a frequência, a fim de possibilitar a continuação do processo de tomada de carga e controle da frequência.

12.3.5 Para avaliar a possibilidade de autoexcitação das unidades geradoras nas usinas, verifica-se a tendência de crescimento descontrolado da tensão terminal das máquinas síncronas, após a ocorrência de rejeição de carga, observando-se os ajustes de proteção de sobretensão das máquinas.

12.3.5.1 Esse fenômeno pode ocorrer em função dos parâmetros elétricos da máquina, de seus reguladores de tensão e de velocidade, das características da rede à qual a máquina está conectada e dos montantes de rejeição de carga impostos à máquina.

12.3.6 A tomada do montante máximo de carga prioritária estabelecido para a fase fluente da recomposição deve se dar em degraus. Cada um desses degraus de tomada fluente de carga deve

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

ter um valor tal que não haja variação de tensão maior que 5% da tensão nominal de operação nem variação de frequência fora das faixas estabelecidas na Tabela 8 - **Níveis aceitáveis para oscilações de frequência em regime dinâmico** em função das características da área em recomposição.

12.3.6.1 A situação ideal é que a tomada fluente de carga se dê em degraus com valores máximos de 20 a 50% da potência inicialmente disponibilizada.

12.3.7 O intervalo de tempo entre tomadas fluentes de carga consecutivas, em uma mesma área de autorrestabelecimento, também é um parâmetro importante no que diz respeito à segurança do procedimento de recomposição do sistema elétrico de potência e de restabelecimento das cargas prioritárias na fase fluente da recomposição.

12.3.7.1 Assim, as tomadas fluentes de carga consecutivas não devem ser feitas em intervalo de tempo inferior a 1 (um) minuto, para possibilitar a estabilização das oscilações de tensão e de frequência decorrentes da tomada do último degrau de carga, pelos reguladores automáticos de tensão e de velocidade das unidades geradoras nas usinas de autorrestabelecimento.

12.3.8 De acordo com a configuração do sistema em recomposição, pode ser necessário definir valores limite de transmissão com a rede ainda reduzida em função do processo de recomposição.

12.3.8.1 Esses valores limites são importantes para evitar situações de tomada de carga que os ultrapassem o que pode resultar em situações de colapso de tensão no sistema. Deve ser, portanto, determinado o valor máximo de carga que não pode ser ultrapassado para uma configuração específica durante o processo de recomposição.

12.4 Estudos de transitórios eletromagnéticos

12.4.1 Nos estudos de transitórios eletromagnéticos sob condições de recomposição do sistema, devem ser investigados os corredores preferenciais indicados pelos estudos de fluxo de potência e de estabilidade eletromecânica. Esses dois estudos são responsáveis, inicialmente, pela definição dos montantes máximos de tomada de carga, da configuração mínima de reatores e das tensões máximas pré-energização de regime permanente e dinâmico.

12.4.2 Os estudos de transitórios eletromagnéticos devem verificar se as condições estabelecidas pelos estudos de regime permanente e estabilidade eletromecânica não violem as máximas capacidades dos equipamentos durante as manobras de energização de linhas de transmissão, transformadores e nas rejeições de cargas.

12.4.2.1 A energização de linhas de transmissão e transformadores tem como objetivo definir os valores máximos de tensão que os equipamentos podem ser manobrados.

12.4.2.2 A rejeição de carga tem como objetivo a definição dos montantes máximos de tomada fluente de carga, durante o processo de recomposição, como também, a definição da configuração mínima de reatores do sistema.

12.4.3 As diretrizes e os critérios para a realização destes estudos se encontram nos itens 9 e 10 deste submódulo, respectivamente.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

13 DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

13.1 Aspectos gerais

13.1.1 O item 0 deste submódulo apresenta as diretrizes e indica os critérios para os estudos de qualidade de energia elétrica (QEE) relacionados a distorção harmônica, flutuação de tensão e variação de tensão de curta duração.

13.1.1.1 Os critérios para atender à qualidade desejada para a energia elétrica no ponto de observação da tensão, aqui referenciado como ponto de acoplamento comum (PAC), são tratados nos Submódulos 2.8 e 3.6, nos quais são estabelecidos os indicadores, os limites de referência e os requisitos técnicos mínimos para conexão.

13.1.2 Além de estabelecer indicadores e limites de referência, o Submódulo 2.8 define ações relativas à gestão da QEE na Rede Básica, tais como apuração dos indicadores, identificação de violações dos limites estabelecidos, definição de responsabilidades e proposição de medidas preventivas ou corretivas.

13.1.3 O ONS deve repassar ao agente todas as informações necessárias relativas à rede elétrica para a realização dos estudos de QEE.

13.2 Estudos de comportamento harmônico

13.2.1 O objetivo do estudo de comportamento harmônico é determinar valores de distorção harmônica individual no PAC, resultante da operação de uma instalação não linear. Tal instalação pode ser do tipo carga (ex: forno a arco), geração (ex: centrais de geração eólica, solar, consumidores livres) ou mesmo componentes da rede de transmissão (ex: compensadores estáticos, conversores CCAT, etc.).

13.2.2 As análises de desempenho harmônico são realizadas no domínio da frequência, sendo a rede elétrica representada a partir de configurações de referência utilizadas nos estudos de fluxo de potência do Plano de Ampliações e Reforços – PAR.

13.2.3 Diretrizes metodológicas para a avaliação de desempenho da instalação quanto à distorção harmônica:

(a) método de cálculo:

(1) o método do lugar geométrico (LG) é o recomendado para a realização de tais avaliações:

(i) neste método, cujo circuito básico é ilustrado na Figura 4, o conjunto de impedâncias harmônicas, representativas da rede elétrica visto do PAC é representado, no plano complexo R versus X , por um lugar geométrico.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

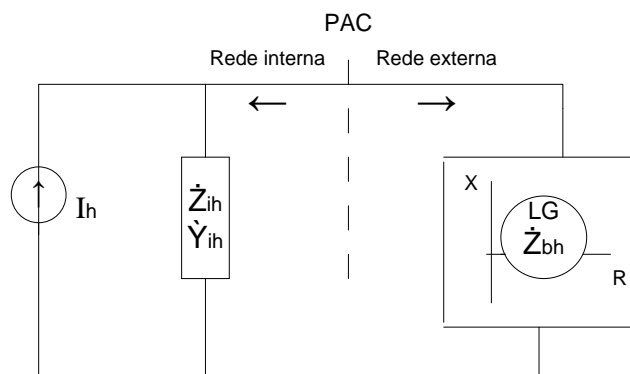


Figura 4 – Circuito básico para estudo de desempenho harmônico.

- (2) caso na avaliação de desempenho com a metodologia descrita acima sejam verificadas violações dos limites permitidos, indicando a necessidade da instalação de filtros harmônicos, deve-se realizar o projeto dos filtros seguindo o método do Lugar Geométrico.
- (i) neste método, cujo circuito básico também é ilustrado na Figura 4, o conjunto de impedâncias harmônicas, representativas da rede elétrica visto do PAC é representado, no plano complexo R versus X, por um lugar geométrico;
 - (ii) o objetivo do método é maximizar, para cada harmônica, o valor da distorção de tensão no PAC, a partir da representação da rede interna por meio de um equivalente Norton e a rede externa por meio do LG;
 - (iii) o valor da distorção harmônica máxima (V_{hmax}) no PAC é determinado pela divisão do valor da corrente do equivalente Norton (I_h) pelo módulo mínimo da soma das admitâncias representativas da rede interna (\dot{Y}_{ih}) e rede externa (\dot{Y}_{bh}), ou seja:

$$V_{hmax} = \frac{I_h}{|\dot{Y}_{ih} + \dot{Y}_{bh}|_{\min}}$$

- (b) representação da rede interna:
 - (1) a rede interna é representada por meio de um equivalente Norton (I_h e \dot{Y}_{ih}) visto do PAC, para cada harmônica significativa, considerando as condições operativas possíveis da instalação;
- (c) determinação das correntes harmônicas do equivalente Norton (I_h):

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (1) as correntes harmônicas (I_h), utilizadas no cálculo da máxima distorção harmônica no PAC, são determinadas a partir dos valores de correntes harmônicas geradas por cada um dos equipamentos não lineares presentes na instalação;
 - (2) os valores das correntes harmônicas geradas por equipamento do tipo conversor, quando obtidos por simulação, devem corresponder aos máximos valores individuais por harmônico, considerando tanto sua faixa de potência como seus modos de operação; além disso, deve-se considerar:
 - (i) diferenças, entre as fases dos transformadores conversores, dos valores de impedâncias e de relação de transformação;
 - (ii) faixa de operação normal e erros relacionados aos ângulos de disparo e/ou extinção do processo de conversão;
 - (iii) máximo valor da componente de tensão de sequência negativa;
 - (3) para equipamentos tais como fornos a arco, aerogeradores e dispositivos utilizados em instalações industriais baseados em eletrônica de potência, admite-se que sejam utilizados valores de correntes harmônicas informados pelos fabricantes, baseados em medição:
 - (i) no caso de equipamentos do tipo aerogeradores, tais valores deverão ser certificados e obtidos por meio de procedimento estabelecido pela IEC 61400-21;
 - (ii) em todos estes casos, o ONS poderá solicitar a confirmação dos valores utilizados, por meio de medição em campo;
 - (4) de cada fonte de corrente harmônica da instalação resultará, portanto, uma contribuição à corrente do equivalente Norton (I_h); a combinação destas contribuições, quando oriundas de fontes independentemente controladas, deve ser obtida por meio da formulação proposta pela IEC 61000-3-6;
- (d) determinação das admitâncias harmônicas do equivalente Norton (\check{Y}_{ih}):
- (1) na determinação de \check{Y}_{ih} devem ser considerados todos os elementos lineares que compõem a instalação, tais como linhas de transmissão, cabos, transformadores, reatores, bancos de capacitores, etc;
 - (2) na presença de filtros, recomenda-se considerar o efeito de dessintonia, de acordo com a variação de suas capacitâncias com a temperatura, falha de elementos internos de unidades capacitivas até o nível de "alarme", desajustes por passo de tapes de reatores para ajuste de sintonia, desvio de frequência, etc:
 - (i) na ausência destas informações quando da realização do estudo de desempenho harmônico, a ser encaminhado ao ONS para atendimento ao estabelecido no Submódulo 3.6, deve-se considerar um desvio equivalente de frequência de ± 2 Hz como forma de considerar o efeito de dessintonia;

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (3) Com exceção da variação de frequência, as demais variações devem ser consideradas através da variação dos valores nominais dos elementos dos filtros de forma independente, no sentido de maximizar a dessintonia dos filtros.
- (e) determinação do LG:
- (1) para a determinação do LG representativo da rede elétrica, devem-se calcular, primeiramente, as impedâncias harmônicas vistas do PAC para cada harmônica, considerando a instalação sob análise desconectada;
 - (2) o conjunto de impedâncias que irá compor o lugar geométrico no plano complexo de impedância harmônica da rede elétrica (\hat{Z}_{bh}) deve ser determinado:
 - (i) considerando diferentes configurações da Rede Básica, incluindo pelo menos os cenários trianuais do PAR para os patamares de carga leve, média e pesada, tanto para a rede completa como sob contingência (critério N-1);
 - (ii) para o estabelecimento do conjunto de casos na condição N-1, devem ser consideradas contingências em todos os elementos da rede elétrica conectados aos barramentos localizados, pelo menos, até a terceira vizinhança do PAC;
 - (3) o LG deve ser representado por meio de figuras geométricas (setor anular, círculo, polígono ou outras formas mais complexas) que melhor acomodem todos os pontos de impedância calculados, para cada ordem harmônica ou conjuntos de ordens harmônicas vizinhas;
 - (i) Para o caso de geração eólica, solar, e consumidor livre, o LG poderá ser representado alternativamente pelo tipo "Polígono de n lados".
 - (4) Os requisitos de distorção harmônica de tensão devem ser atendidos para qualquer valor de impedância que pertença ao LG; pode ser demonstrado que só interessam os pontos limítrofes do LG, ou seja, os pontos do envelope;
 - (5) Para cargas não lineares tipo compensadores estáticos e conversores CCAT dependendo dos valores de impedâncias encontrados para cada harmônica, pode-se utilizar mais de um LG, ou seja, podem ser utilizados LG para grupos de harmônicas de ordens vizinhas que apresentem comportamento similar no plano complexo de impedâncias:
 - (i) contudo, observa-se que além do grupo de harmônicas de ordens vizinhas, também devem ser consideradas na formação do LG as impedâncias correspondentes às ordens harmônicas imediatamente inferior e superior ao grupo;
 - (6) Para outros tipos de cargas não lineares como a geração eólica, solar e consumidores livres, os valores de impedância da rede externa (Rede Básica) são representados pelos LGs (Anular ou Polígono de n lados) e para cada ordem harmônica:

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (i) Adicionalmente, devem ser consideradas na formação do LG as impedâncias correspondentes às ordens harmônicas $h-0,5$, h e $h+0,5$ com passo de $\pm 0,1$ de h ou ± 6 Hz, onde h é a ordem harmônica (2 a 50).
- (7) Em princípio, nos cálculos para determinação de \dot{Z}_{bh} , para cargas não lineares tipo compensadores estáticos e conversores CCAT, não deve ser considerado o efeito das cargas representadas nos casos do PAR:
 - (i) o agente deverá submeter à aprovação do ONS um ou mais modelos para representação da carga em seus estudos;
 - (ii) de maneira geral, a carga deve ser representada onde está concentrada, ou seja, principalmente na distribuição primária;
 - (iii) os modelos dos ramais de distribuição também devem incluir os bancos de capacitores utilizados para correção de fator de potência;
- (8) Para os cálculos da determinação de \dot{Z}_{bh} de outros tipos de cargas não lineares como a geração eólica, solar, consumidores livres e distribuidoras há duas (02) alternativas para considerar o efeito das cargas representadas nos casos do PAR. Uma alternativa é não representar a carga e a outra é representá-la de forma razoavelmente segura com um nível de detalhamento do sistema elétrico (linhas de transmissão, transformadores, equipamentos de compensação de reativos) até a terceira vizinhança do PAC representando pelo menos até a primeira barra de 13,8 kV. Essas informações podem ser verificadas na NT 009/2016.
- (9) Atualmente, tanto os bancos de capacitores como os filtros são representados no Modelo para análise de redes em regime permanente pelos seus equivalentes de reatância capacitiva para uma determinada vizinhança considerada. A aplicação correta dos bancos de capacitores e filtros de correntes harmônicas nos estudos de desempenho harmônico para parques eólicos, solares, consumidores livres e distribuidoras devem seguir alguns passos preliminares para a utilização do programa de Modelo para análise de tensões e correntes harmônicas. Esses passos estão detalhados na NT 009/2016.
- (f) para apresentação dos resultados do estudo, o agente deve apresentar relatório com as seguintes informações:
 - (1) dados da rede interna da instalação, incluindo sua topologia e parâmetros elétricos dos cabos, transformadores, filtros, banco de capacitores, etc;
 - (2) valores das impedâncias/admitâncias harmônicas da rede interna (Z_{ih}/Y_{ih}) consideradas na simulação;
 - (3) valores das correntes harmônicas consideradas para cada fonte de corrente harmônica da instalação, medidos ou calculados;
 - (4) valores das correntes harmônicas (I_h) consideradas na simulação do circuito equivalente Norton;

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (5) valores das impedâncias “vistas” do PAC para cada condição de Rede Básica considerada (rede completa e condição N-1), indicando ano de estudo e patamar de carga;
- (6) valores dos parâmetros dos lugares geométricos considerados para cada harmônico ou grupo de harmônicos considerados no estudo. Ressalta-se que, a informação de valores dos parâmetros do lugar geométrico para geração eólica, solar, consumidores livres e distribuidoras é para cada ordem harmônica;
- (7) identificação da necessidade, ou não, de instalação de filtros harmônicos;
 - (i) caso seja necessária a instalação de filtros, deve ser apresentada a solução encontrada de forma a resolver o(s) problema(s) de violação identificado(s);
- (8) caso tenha sido identificada a necessidade de instalação de filtros harmônicos, os resultados de desempenho quando da perda de cada um deles (critério N-1).

13.3 Estudos de flutuação de tensão

13.3.1 Objetivos do estudo:

- (a) determinar valores de flutuação de tensão representativos do nível de severidade de cintilação (*flicker*) no PAC;
- (b) determinar medidas mitigadoras dos efeitos de flutuação de tensão provocados pela instalação, quando necessário.

13.3.2 A seguir são apresentadas as diretrizes metodológicas para avaliação do desempenho da instalação quanto à flutuação de tensão (esclarecimentos adicionais sobre a aplicação da metodologia poderão ser obtidos por meio de consulta ao ONS):

- (a) caracterizar as fontes responsáveis pelo efeito de cintilação;
- (b) avaliar os níveis de severidade de cintilação para o menor nível de curto correspondente ao critério N-1 da Rede Básica, considerando o horizonte de estudo disponível no PAR;
- (c) para avaliações relacionadas a fornos a arco deve ser utilizada a metodologia de cálculo baseada no fator de severidade, enquanto em avaliações relacionadas a parques eólicos, deve ser utilizada a metodologia de cálculo estabelecida na IEC 61400-21;
- (d) indicar, caso necessário, as medidas mitigadoras necessárias para correção de eventuais violações dos limites individuais estabelecidos no Submódulo 2.8 para os indicadores P_{st} e P_{lt} .

13.3.3 Apresentação dos resultados do estudo:

- (a) o agente responsável deve apresentar em relatório as seguintes informações:
 - (1) valores de potência de curto-circuito “vista” do PAC, indicando ano correspondente ao horizonte do estudo, patamar de carga (leve ou pesada) e condição N-1 considerada;

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (2) valores dos parâmetros associados a instalação (fornos a arco, centrais de geração eólicas, etc.) que influenciam o cálculo da flutuação de tensão;
- (3) valores de P_{st}/P_{lt} determinados para cada configuração de sistema considerada no estudo;
- (4) caso necessário, as medidas mitigadoras necessárias para compensar eventuais violações dos critérios estabelecidos.

13.4 Estudos de variações de tensão de curta duração (VTCD)

13.4.1 Objetivos do estudo:

- (a) os estudos de VTCD permitem subsidiar, no que se refere ao atendimento dos padrões de desempenho da Rede Básica, os usuários conectados ou que desejem se conectar às instalações de transmissão;
- (b) adicionalmente, em conjunto com resultados de medições efetuadas em alguns pontos do sistema, torna-se possível estimar os afundamentos experimentados pelos demais barramentos, o que permite o acompanhamento dos impactos resultantes na rede de transmissão e nos usuários conectados.

13.4.2 Diretrizes para o estudo de VTCD:

- (a) estudos de VTCD devem determinar as variações de tensão nos barramentos do sistema quando da ocorrência de eventos do tipo curto-circuito.
- (b) a ferramenta computacional básica para a realização desses estudos são programas para cálculo de curto-circuito e para verificação das tensões resultantes.
- (c) na determinação de tais variações devem-se agregar atributos estatísticos, de forma a qualificar a probabilidade de ocorrência de determinado nível de afundamento de tensão em um barramento.
- (d) torna-se, portanto, necessário incorporar na metodologia de cálculo informações estatísticas relacionadas à taxa de ocorrência de curto-circuito nas linhas de transmissão e equipamentos do sistema.
- (e) essas informações estatísticas devem ser fornecidas pelos agentes, de acordo com os procedimentos estabelecidos no Submódulo 11.2.

14 DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE CONFIABILIDADE

14.1 Premissas gerais

14.1.1 Caracterização das tipologias das análises

14.1.1.1 Os estudos de confiabilidade – realizados rotineiramente ou para atender a demandas especiais – abrangem vasto universo de possibilidades, o que exige que sejam caracterizados em função de sua natureza para melhor compreensão dos resultados obtidos. As atividades

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

relacionadas à monitoração da confiabilidade do SIN, sob o ponto de vista preditivo probabilístico, são classificadas em três categorias, a saber:

- (a) análise de confiabilidade composta;
- (b) análise de confiabilidade multiárea (cf. Submódulos 7.2 e 23.4); e
- (c) análise de confiabilidade da reserva girante (cf. item 15 deste submódulo).

14.1.1.2 Esta seção deste submódulo trata com minúcias apenas a análise composta e fornece subsídios gerais conceituais para os dois outros tipos de análise descritos no item 14.1.1.1(b) e (c) deste submódulo.

14.1.1.3 A ferramenta computacional utilizada nesses estudos – *Modelo para análise de confiabilidade preditiva de geração e transmissão* – está apresentada no Submódulo 18.2.

14.1.2 Estudos regulares relacionados à confiabilidade composta

14.1.2.1 Avaliações referenciais:

- (a) os estudos para avaliações referenciais concernem à aferição dos níveis de confiabilidade preditiva probabilística sob contingências simples para o sistema de transmissão, representativo da Rede Básica, o que inclui linhas de transmissão, transformadores de malha e transformadores de fronteira;
- (b) todos esses componentes estão sujeitos às incertezas usuais inerentes aos sistemas de transmissão para os regimes de carga pesada, previstos para um conjunto sequencial de topologias estabelecidas no PAR;
- (c) esses estudos são doravante denominados avaliações referenciais, ou casos de referência ou, ainda estudos de referência;
- (d) o objetivo de tais estudos é a análise da evolução temporal dos riscos estáticos globais da Rede Básica, e os resultados obtidos caracterizam os denominados riscos de referência ou avaliações referenciais.

14.1.2.2 Avaliações regionais por tensão:

- (a) os estudos para avaliações regionais por tensão referem-se à aferição, em separado, dos níveis de confiabilidade preditiva probabilística sob contingências simples para os subsistemas de transmissão das regiões Norte, Nordeste, Sudeste, Centro-Oeste e Sul, representativos das tensões nominais de operação de 230, 345, 440, 500, 525 e 765 kV, o que inclui linhas de transmissão, transformadores de malha e de fronteira desses subsistemas;
- (b) todos esses componentes estão sujeitos às incertezas usuais inerentes aos sistemas de transmissão para os regimes de carga pesada previstos para um conjunto sequencial no tempo de topologias estabelecidas no PAR;
- (c) esses estudos são doravante denominados avaliações regionais discriminadas por níveis de tensão;

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (d) seu objetivo é a análise da evolução temporal dos riscos estáticos regionais, em separado, dos subsistemas da Rede Básica, discriminados por nível de tensão.

14.1.2.3 Avaliações por classes de elementos:

- (a) os estudos para avaliações por classe de elementos são análogos aos de avaliações referenciais;
- (b) a discriminação e o processamento são realizados separando conjuntos de elementos sob as seguintes circunstâncias:
- (1) somente sob contingências simples em linhas de transmissão;
 - (2) somente sob contingências simples em transformadores de malha; e
 - (3) somente sob contingências simples em transformadores de fronteira;
- (c) o objetivo de tais estudos é a identificação das parcelas de responsabilidades das diferentes classes de elementos no montante de risco estático global.

14.1.3 Estudos especiais

14.1.3.1 A qualquer tempo, os estudos denominados estudos especiais podem passar a ter um caráter regular, por motivos de conveniência. Cada estudo identificado como especial tem suas especificidades que, quando da sua execução, devem ser citadas. Apresentam-se a seguir os estudos classificados como especiais.

14.1.3.2 Estudos idênticos aos referidos no item 14.1.2.1 deste submódulo (i.e. avaliações referenciais para a carga pesada), porém enfocando patamares distintos da carga pesada (ou seja, carga média, leve ou mínima). O tratamento agregado dos patamares de carga, via ponderação probabilística, também é considerado um estudo especial.

14.1.3.3 Os estudos para avaliações referenciais por estado da federação concernem ao cálculo dos níveis de confiabilidade preditiva probabilística sob contingências simples selecionadas para os subsistemas de transmissão da Rede Básica representativos das malhas estaduais, o que inclui linhas de transmissão, transformadores de malha e transformadores de fronteira. Todos esses componentes estão sujeitos às incertezas usuais inerentes aos sistemas de transmissão para os regimes de carga pesada previstos para conjuntos selecionados de topologias estabelecidas no PAR. A lista de contingências abrange todos os ramos que tenham pelo menos um terminal em cada estado tratado, ou seja, as contingências de todos os elementos interestaduais e intraestaduais são simuladas. Esses estudos são denominados avaliações referenciais regionais por estado da federação. Seu objetivo é a análise dos riscos estáticos regionais relacionados com a parcela da Rede Básica sobreposta a cada estado da federação.

14.1.3.4 O estudo de confiabilidade composta operacional trata da avaliação dos riscos operacionais do SIN para diversos perfis de intercâmbios nas interligações elétricas.

14.1.3.5 O estudo de identificação das influências de subsistemas avalia, em relação aos casos de referência, a responsabilidade de subsistemas especiais sobre a confiabilidade do sistema global. Entre os subsistemas de interesse situam-se os subsistemas radiais, os subsistemas em derivação (também referidos como "tapes" ou "pingos") e os subsistemas de uso exclusivo.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

14.1.3.6 Os estudos de sensibilidade refletem a influência de pequenas variações da carga nos níveis de risco do sistema.

14.1.3.7 O estudo de identificação da influência de instalações fora da Rede Básica sobre a Rede Básica refere-se à avaliação da responsabilidade de contingências em instalações fora da Rede Básica sobre a confiabilidade de um espaço probabilístico aumentado, no qual se considera a Rede Básica com incertezas, porém sem contingências. Observa-se que essa análise demanda a avaliação inicial de um novo caso de referência representativo de um espaço probabilístico aumentado, no qual as incertezas, tanto na Rede Básica como em instalações fora da Rede Básica, são contabilizadas.

14.1.3.8 O estudo de confiabilidade estrita do parque gerador trata da avaliação da confiabilidade e considera apenas as incertezas do parque gerador. Modela, porém, as restrições de transmissão e intercâmbios. Essa é uma forma de análise de confiabilidade composta, na qual a modelagem das fontes primárias de energia é realizada indiretamente pela especificação das capacidades de geração máxima de cada uma das máquinas do sistema. Esse tipo de análise deve apresentar interfaces com a análise de confiabilidade multiárea (cf. Submódulos 7.2 e 23.4).

14.1.3.9 O estudo de confiabilidade composta tradicional refere-se à avaliação da confiabilidade composta clássica, o que envolve o tratamento conjunto de incertezas e contingências tanto no parque gerador como na malha de transmissão.

14.1.3.10 O estudo da influência das margens de reserva considera vários tipos de modelagem das reservas estáticas e girantes do sistema de potência – por exemplo, capacidade de carregamento em regime normal *versus* emergência, influência da reserva de transformação, etc. – para a avaliação dos riscos. Um desses tipos de análise deve apresentar interfaces com a análise de confiabilidade da reserva girante (cf. item 15 deste submódulo).

14.1.3.11 Diversos outros tipos de estudos especiais podem ser realizados e podem adquirir o status de estudos regulares.

14.1.4 Abrangências espaciais

14.1.4.1 São reconhecidas duas categorias de abrangência espacial, quais sejam, tratamento global do SIN e tratamentos regionais.

14.1.4.2 O tratamento global do SIN inclui todo o sistema de geração-transmissão relacionado à Rede Básica, associada às tensões nominais de operação de 765, 525, 500, 440, 345 e 230 kV. São também representadas algumas partes e elementos do sistema que operam em níveis de tensão não integrantes daqueles anteriormente citados, tais como alguns segmentos do subsistema de Itaipu. As avaliações referenciais, citadas no item 14.1.2.1 deste submódulo, enquadram-se nessa categoria.

14.1.4.3 Os tratamentos regionais enfocam parcelas do sistema elétrico, tais como estados da Federação, áreas elétricas predefinidas, subestações.

14.1.5 Abrangências temporais

14.1.5.1 Para um dado período de tempo predefinido, a perspectiva temporal da análise de confiabilidade via adequação, ou seja, focada unicamente no regime permanente, é apreendida, separada ou conjuntamente, através de variações topológicas, variações na carga e variações nas

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

fontes primárias de energia ocorridas no período de interesse. A rigor, podem-se ainda considerar os fenômenos de solicitação ambiental atuantes sobre um dado sistema, como, por exemplo, a evolução de tormentas ou ventanias.

14.1.5.2 As variações temporais topológicas representam alterações no sistema ao longo do tempo decorrentes de ampliações, reforços ou expansões, ou, ainda, de mudanças de estratégias operativas, como, por exemplo, manutenções, reconfigurações, etc.

14.1.5.3 As variações temporais da curva de carga tratada na análise de adequação podem ser relacionadas a horizontes de tempo distintos, tais como a curva de carga diária, a curva mensal, a curva anual, etc. A representação de um único patamar de carga constante, durante todo o horizonte temporal da análise, constitui uma situação limite aproximada, usualmente de caráter pessimista. Na análise de confiabilidade de curtíssimo prazo, voltada para as aplicações da operação, o horizonte temporal de interesse pode situar-se nas 24 (vinte e quatro) horas de cada dia. Na análise de confiabilidade voltada para os aspectos energéticos, um horizonte temporal usual é o ano, com uma discriminação mensal.

14.1.5.4 As variações temporais relacionadas às fontes primárias de energia refletem, ao longo do tempo, as diferentes hidrologias do sistema, a sazonalidade do regime eólico, a variabilidade de preços dos combustíveis fósseis, entre outras variações. Tais variações são relevantes na análise de confiabilidade em função dos impactos nas políticas de despacho de geração e na política de manutenção. Nos casos dos estudos multiárea, a abrangência temporal de interesse situa-se geralmente nas 52 (cinquenta e duas) semanas do ano ou no cenário mensal.

14.1.5.5 As denominadas avaliações referenciais, citadas no item 14.1.2.1 deste submódulo, adotam a evolução temporal topológico ano a ano do SIN descrita nos casos elaborados no PAR, para o regime de carga pesada e para o cenário de despacho utilizado na obtenção de cada um dos casos de referência do próprio PAR. A caracterização de um dado cenário de despacho é feita pela descrição dos fluxos nas interligações previamente definidas. O aperfeiçoamento futuro desse tipo de análise deve trazer representações mais apuradas das curvas de carga anuais, combinadas com múltiplos cenários de despacho.

14.1.6 Modos de falha

14.1.6.1 No âmbito deste submódulo, os modos de falha relevantes são de continuidade, também denominado modo de falha de integridade ou de conectividade e de adequação, também denominado modo de falha de qualidade ou de conformidade. É importante registrar que o modo de falha de segurança foge ao escopo das análises aqui abordadas (vide item 14.1.6.4 deste submódulo).

14.1.6.2 O modo de falha de continuidade está associado à existência ou inexistência de tensão em pontos de medição, à continuidade de suprimento, à ocorrência de ilhamentos, à presença de déficits de geração, etc. Esse modo de falha é mensurado por indicadores eminentemente topológicos e estacionários.

14.1.6.3 O modo de falha de adequação indica a ocorrência de sobrecargas em circuitos, violações de tensão, distorções senoidais, violações térmicas, violações de geração de potência reativa nas barras de geração, violações de potência ativa nas barras de referência, violações de intercâmbios entre áreas, etc. Esse modo de falha é mensurado por indicadores que refletem o regime estático

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

do sistema, tanto do ponto de vista físico, quanto do ponto de vista da evolução temporal das incertezas.

14.1.6.4 O modo de falha de segurança está relacionado a ocorrências de perdas de sincronismos, baixos níveis de amortecimentos, posicionamento de polos no semiplano da direita, violações de faixas de frequência, oscilações subsíncronas, etc. ou ainda a expectâncias das “folgas”, “distâncias” ou “margens” de um ponto de operação em relação à fronteira operacional a partir da qual ocorre a perda de estabilidade angular, frequencial ou de tensão. Esse modo de falha é mensurado por indicadores que, embora considerem as incertezas de forma estacionária, refletem eminentemente o regime dinâmico do sistema físico. Este modo de falha é aqui mencionado unicamente para fins de caracterização de inteireza conceitual e não é tratado nas avaliações referenciais.

14.1.6.5 As denominadas avaliações referenciais, citadas no item 14.1.2.1 deste submódulo, restringem-se aos modos de falha de continuidade e de adequação, em regime permanente. O modo de falha de continuidade é estritamente associado à possibilidade de ilhamento de cargas e/ou déficits de geração, ao passo que o modo de falha de adequação é enfocado apenas sob a perspectiva de ocorrências e subsequente tentativa de eliminação de sobrecargas em ramos da rede, violações de limites inferiores ou superiores de tensões em barramentos, violações de limites de geração ativa e reativa e violações de limites de excursão permitida para derivações de transformadores. Os modos de falha tradicionalmente relacionados à qualidade do sistema fogem ao escopo deste submódulo. O modo de falha de segurança poderá ser futuramente incorporado nas avaliações referenciais.

14.1.7 Índices de confiabilidade selecionados

14.1.7.1 A mensuração de referência dos níveis de risco do sistema eletroenergético é realizada por meio dos indicadores convenientes para cada tipo de análise. Para a monitoração preditiva da confiabilidade da Rede Básica, a mensuração de referência dos níveis de risco do sistema eletroenergético é realizada, pelo menos, por meio do indicador de severidade expresso em minutos. Esse indicador pode ser avaliado para diversas agregações espaciais e temporais, que devem ser necessariamente explicitadas. Registros adicionais de outros indicadores tradicionais da análise de confiabilidade também podem ser apresentados em caráter complementar ou quando a natureza específica da análise indicar essa conveniência.

14.2 Diretrizes de modelagem

14.2.1 Modelagem das fontes primárias de energia

14.2.1.1 A modelagem das fontes primárias de energia nos estudos de confiabilidade composta é considerada pela atribuição de probabilidades convenientes aos diferentes cenários de despacho possíveis. Nos estudos de referência, permite-se a livre variabilidade de despacho de certas unidades geradoras, nos limites inferiores e superiores de placa permitidos a cada uma delas, para fins de eliminação de violações dos casos base de confiabilidade. Assim, o despacho do caso base de confiabilidade é, em princípio, tratado com probabilidade unitária, ou seja, o panorama energético que origina esse despacho também tem probabilidade unitária. Nessa perspectiva, as fontes primárias não contribuem para o espaço probabilístico de estados usados nos estudos de referência. O tratamento das incertezas das fontes primárias de energia, representadas por distintos perfis de

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

despachos das unidades geradoras e suas respectivas probabilidades de ocorrências, obtidas de séries históricas ou sintéticas, poderão futuramente ser incorporados aos estudos de referência.

14.2.2 Modelagem dos fenômenos de solicitação ambiental

14.2.2.1 Nos estudos de referência, não são modeladas solicitações ambientais de qualquer natureza e, por conseguinte, esses fenômenos não contribuem para a composição do espaço de estados.

14.2.3 Modelagem do parque gerador

14.2.3.1 No estudo de referência, as unidades geradoras são representadas deterministicamente e de forma individualizada, ou seja, não são consideradas falhas nas unidades geradoras. Nessa hipótese, o parque gerador, embora representado em sua plenitude, não contribui para a formação do espaço probabilístico de estados. Os compensadores estáticos são convertidos em síncronos equivalentes e também tratados de forma determinística. O tratamento das incertezas das unidades geradoras individualizadas poderá ser futuramente incorporado nos estudos de referência.

14.2.4 Modelagem da transmissão

14.2.4.1 A modelagem estocástica da topologia compreende a representação de nós e ramos. A modelagem dos nós visa refletir os riscos oriundos das falhas em subestações. A modelagem dos ramos permite representar o impacto das falhas nos elementos longitudinais e transversais da rede.

14.2.4.2 Na avaliação de referência, são representadas todas as linhas e transformadores incluídos nos casos base de fluxo de potência de referência do PAR. Entretanto, são atribuídas incertezas apenas aos elementos da Rede Básica. O tratamento dessas incertezas baseia-se na modelagem clássica de cadeias de Markov com dois estados, com todos os condicionantes tradicionais, tais como intensidades de transições constantes, ausência de fenômenos de envelhecimento, regeneração, tendências e correlações. Os elementos da transmissão são classificados em três categorias, a saber: linhas de transmissão (LT), transformadores de malha (TM) e transformadores de fronteira (TF). Todas as categorias são discriminadas por níveis de tensão. A classe dos TF engloba aqueles transformadores nos quais a maior tensão é igual ou superior a 230 kV, e a segunda menor tensão é inferior a 230kV. A toda malha de 765 kV são atribuídas incertezas, dado o impacto resultante das falhas nesse nível de tensão.

14.2.4.3 A modelagem estocástica dos ramos longitudinais no que concerne às linhas de corrente alternada, capacitores série, capacitores série controlados a tiristores (TCSC²⁶), reatores série, elos de corrente contínua e transformadores é, quando necessário, viabilizada por cadeias de Markov com múltiplos estados. Essa modelagem viabiliza a representação de contingências simples, duplas ou de ordem superior e também de quedas de torres com vários circuitos ou, ainda, de acidentes com circuitos distintos na mesma faixa de passagem.

14.2.4.4 No estudo de referência, as linhas de corrente alternada são tratadas por meio de modelos Markovianos, com dois estados representando as situações de sucesso e de falha da linha, relacionados a parâmetros numéricos indicadores das taxas de falha, em ocorrências por ano, e de

²⁶ Thyristor controlled series capacitor.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

tempos médios de reparo, em horas. Nesse contexto, todas as linhas da Rede Básica contribuem para a formação do espaço de estados; todas as demais linhas são tratadas de forma determinística.

14.2.4.5 No estudo de referência, os elos de corrente contínua²⁷ do SIN são representados de forma determinística por injeções de potência equivalentes associadas a gerações fictícias. Assim, nenhum componente ou fenômeno associado aos elos contribui na composição do espaço de estados ou na composição dos recursos de controle do sistema.

14.2.4.6 A modelagem estocástica de transformadores de dois enrolamentos não apresenta particularidades, mas a modelagem de transformadores de três enrolamentos exige, em princípio, um tratamento adequado dos dados de desempenho do equipamento já que há necessidade da representação de barramento e ramos fictícios. Assim, eventos relacionados a defeitos que ocorram no terciário podem ou não, dependendo dos objetivos do analista, demandar a representação de seus efeitos no espaço de estados.

14.2.4.7 No estudo de referência, os transformadores de dois enrolamentos de malha e de fronteira também são tratados por meio de modelos Markovianos com dois estados representando as situações de sucesso e falha do equipamento, relacionadas a parâmetros numéricos indicadores das taxas de falha, em ocorrências por ano, e de tempos médios de reparo, em horas. Embora as unidades geradoras sejam individualizadas, os transformadores elevadores, quando presentes, não são submetidos ao mesmo tratamento que os demais transformadores. Os transformadores elevadores e os transformadores fora da Rede Básica são tratados deterministicamente. No caso dos transformadores elevadores, a atribuição de incertezas ocorre somente nas raras situações nas quais tais transformadores são enquadrados como sendo de fronteira. Os transformadores defasadores são convertidos em elementos série fictícios aos quais são atribuídos os parâmetros estocásticos convenientes.

14.2.4.8 Os transformadores de três enrolamentos de malha e de fronteira também são tratados por meio de modelos Markovianos com dois estados representando as situações de sucesso e falha do equipamento, relacionadas a parâmetros numéricos indicadores das taxas de falha, em ocorrências por ano, e de tempos médios de reparo, em horas. Entretanto, nesse caso, a incerteza é atribuída somente ao ramo conectado à maior tensão do equipamento. Em resumo: no contexto do estudo de referência, todos os transformadores de malha e de fronteira do SIN contribuem na formação do espaço de estados probabilísticos.

14.2.4.9 A modelagem de interligações é um caso particular da modelagem de ramos longitudinais e admite níveis variados de detalhamento, em função dos objetivos da análise, que devem ser descritos em cada situação. No caso particular dos estudos multiárea, é usual atribuir incertezas apenas aos elementos — linhas e transformadores — que definem as interligações. Nos estudos de referência, as interligações são tratadas com incertezas, e o tratamento é o mesmo dado às demais linhas e transformadores. Nesses estudos, os intercâmbios não são tratados como variáveis de controle.

14.2.4.10 Para a avaliação de referência devem ser especificados todos os limites de carregamento para operação normal de todas as linhas CA e transformadores componentes da Rede Básica, que são monitorados para fins de detecção de violações no caso base de confiabilidade. Quando em

²⁷ A carga da Alumar também é modelada como elo de corrente contínua.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

regime de contingências, a monitoração também é realizada com os limites normais de carregamento. A monitoração, sob contingências, dos limites de emergência, quando tais limites são informados, enquadra-se na categoria de estudo especial.

14.2.4.11 Finalmente, os demais elementos longitudinais da topologia — capacitores série, TCSC, reatores série fictícios — são tratados de forma determinística. Em particular, o TCSC é convertido num capacitor fictício equivalente.

14.2.4.12 A modelagem estocástica de ramos transversais (capacitores e reatores) também é relevante para estudos de confiabilidade. Porém nos estudos de referência, nenhum desses elementos contribui na composição do espaço probabilístico de estados. Quando necessário, a influência das falhas desses elementos no nível de risco do sistema também pode ser avaliada indiretamente por manipulações adequadas de vinculações e uma sequência de procedimentos especialmente estruturada.

14.2.4.13 Nos estudos de referência, a topologia nodal (i.e. a modelagem dos arranjos de subestações) não é explicitamente tratada. Entretanto, a influência das falhas das subestações é parcialmente refletida nos parâmetros das linhas de transmissão, em virtude da própria metodologia de coleta desses parâmetros.

14.2.4.14 Para as avaliações de referência, devem ser especificados os limites superiores e inferiores permissíveis para as excursões dos níveis de tensão dos barramentos, tanto em regime normal como sob emergência. Os valores em regime normal são monitorados para detecção de violações para fins de ajustes do caso base de confiabilidade. Os valores em regime de emergência são monitorados para fim de detecção de violações sob regime de contingências.

14.2.4.15 No estudo de referência, não são consideradas as falhas de modo comum da transmissão, as falhas simultâneas dependentes da transmissão nem as vinculações oriundas de esquemas de controle de emergência, proteção e instruções de operação, tais como transferências de cargas, desligamento de cargas, reconfiguração da rede com desligamentos de linhas, de reatores, de capacitores, desligamento ou acionamento de geradores, seccionamento de barras, etc.

14.2.5 Modelagem do sistema de distribuição

14.2.5.1 Nos estudos de referência, a parcela do sistema de distribuição, quando representada, é tratada de forma determinística. Sob demanda especial, as Demais Instalações de Transmissão - DIT podem ser tratadas de forma estocástica.

14.2.6 Modelagem da carga

14.2.6.1 Tratamento conceitual:

- (a) a carga admite três formas de representação:
 - (1) composição de componentes de potência ativa (MW) e reativa (Mvar);
 - (2) representação por meio de valor de potência aparente e fator de potência; e
 - (3) modelagem por meio de um montante de energia associada (MWh);
- (b) nos estudos de referência, a carga é tratada pelo par de valores de potência ativa e reativa.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

14.2.6.2 Correlações espaciais:

- (a) são reconhecidas correlações estatísticas entre cargas que envolvem conjuntos de barramentos, áreas, submercados;
- (b) entretanto, nas avaliações de referência, o fenômeno da diversidade não é considerado, ou seja, todas as cargas têm comportamentos conformes.

14.2.6.3 Correlações climáticas, ambientais e temporais:

- (a) a previsão do valor da carga é viabilizada por meio do tratamento conveniente de medidas barométricas, eólicas, pluviométricas, térmicas, cerâmicas, de umidade, de luminosidade, levando em conta aspectos sazonais de curto, médio e longo prazos, indicados, respectivamente em horas e/ou dias, semanas e/ou, meses e anos;
- (b) nos estudos de referência, as influências ambientais não são modeladas, e o horizonte de previsão é o ano; sob demanda especial, outros horizontes de previsão podem ser tratados.

14.2.6.4 Evolução temporal:

- (a) a evolução da carga ao longo do tempo é afetada por fatores de natureza socioeconômica – como tarifação, jogos, greves, eventos, pagamento de salário, hábitos sociais de dias úteis e fins de semana, fraudes, perturbações, blecautes – e também pelo crescimento vegetativo ou retração;
- (b) assim, a previsão da carga pode ser realizada por meio de diversas técnicas cujas metodologias são baseadas em séries temporais, redes neurais, modelos híbrido-heurísticos, processos estocásticos, etc;
- (c) as perdas de natureza técnica – perdas ôhmicas – podem ser estimadas diretamente a partir da análise convencional de fluxos na malha;
- (d) o conhecimento ou a previsão do histórico cronológico da evolução da carga é essencial quando se deseja realizar estimativas dos custos de interrupção de energia;
- (e) a curva de evolução temporal da carga também pode ser discretizada em intervalos horários, diários, semanais, mensais, anuais, etc;
- (f) essas discretizações podem, por sua vez, ser agregadas em patamares – tais como regimes de carga pesada, média, leve, mínima –, ordenados cronologicamente, a fim de viabilizar a contagem das frequências e durações de residência em cada patamar; esse tratamento permite a adaptação de modelos Markovianos ao comportamento temporal da carga;
- (g) nas avaliações de referência, não são modelados aspectos particulares de cunho socioeconômico, e a carga prevista é considerada estacionária, ou seja, de tendência nula, modelada por um único patamar global; modelagens mais apuradas, com vários patamares, podem ser futuramente incorporadas.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

14.2.6.5 Agregação:

- (a) para fins de análise de desempenho estático ou dinâmico, a carga pode ser agregada com pontos de consumo que abrangem vários barramentos em diferentes níveis de tensão, relacionados às malhas de subtransmissão e distribuição;
- (b) o valor global da carga também pode ser partilhado por estados, empresas e regiões;
- (c) nos estudos de referência, a agregação da carga é a mesma usada nos estudos convencionais de fluxo de potência, usualmente em barramentos de 13.8, 34.5, 69 e 138 kV; a partir dessa informação, pode-se contabilizar os montantes de carga por estado, empresa ou região;
- (d) embora mais raramente, outros níveis de tensão mais elevados também comportam a conexão de cargas, geralmente representativas de grandes consumidores, ou de cargas especiais.

14.2.6.6 Segmentos de consumo:

- (a) a classificação tradicional reconhece a presença de consumidores residenciais, comerciais, industriais, iluminação pública, agronegócio, tração elétrica, etc;
- (b) o tratamento desses segmentos é fundamental quando há necessidade da avaliação das estimativas de custos de interrupção intempestiva de fornecimento de energia elétrica;
- (c) nas avaliações de referência, não é realizada uma discriminação entre os diversos segmentos.

14.2.6.7 Administração de cargas:

- (a) em várias situações, é conveniente tratar a carga como variável de controle induzido por meio da caracterização de parcelas contratualmente interruptíveis, através de incentivo público via apelo pela mídia de redução controlada de tensão, de modulação tarifária ou de cortes regulatórios;
- (b) nos estudos de referência, a administração da carga não é modelada.

14.2.6.8 Modelagem do fenômeno físico:

- (a) duas categorias de interesse auxiliam na caracterização do fenômeno físico: os chamados elementos ativos – fontes, células combustíveis, baterias, cargas negativas, etc. – e os elementos passivos;
- (b) os primeiros são elementos que eventualmente podem injetar potência na rede, ao passo que as cargas passivas representam o consumo propriamente dito;
- (c) a evolução dinâmica do fenômeno físico pode ser tratada via equações diferenciais, como, por exemplo, quando se trata motores de indução representados como cargas;
- (d) já o regime estático admite o tratamento algébrico via ajustes polinomiais, como, por exemplo, no caso em que se tem combinações de parcelas de potências, correntes e impedâncias constantes;

| | | | |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (e) nas avaliações de referência, o fenômeno físico é modelado na perspectiva estática, e o uso de cargas modeladas como funcionais da tensão, quando necessário, é admitido:
- (1) assim, a grande maioria das cargas é modelada como potência constante;
 - (2) no sistema N/NE algumas cargas são modeladas funcionalmente e suas dependências são representadas com relação às variações de tensão;
 - (3) no estudo de referência, todas as cargas modeladas funcionalmente devem ser identificadas.

14.2.6.9 Modelagem de incertezas:

- (a) as cargas podem ser tratadas com ou sem a consideração das incertezas;
- (b) nos estudos de referência, a carga é modelada deterministicamente e de modo idêntico àquele utilizado nos casos de fluxo de potência do PAR para todas as configurações que são estudadas:
 - (1) os regimes de carga pesada, média e leve, oriundos do PAR, quando processados, o são de forma independente;
 - (2) todos os três regimes são tratados de forma determinística, ou seja, sem incertezas no patamar;
 - (3) assim, em nenhum dos estudos de referência, a carga contribui para a formação do espaço probabilístico de estados;
 - (4) não obstante, quando necessário, a composição de indicadores de risco pode ser estimada com base nas indicações da Tabela 10; essa composição leva em conta a importância relativa de todos os patamares de forma proporcional;
- (c) quando da realização de estudos especiais, nos quais se consideram as incertezas nos patamares de carga, recomendam-se processamentos com valores de incertezas, representadas por variâncias estatísticas, no intervalo de 0,3 % até 2,0 %.

Tabela 10 – Intervalos horários dos patamares de carga de energia²⁸ - (Horário de Brasília)

| Patamar de carga | Sem horário de verão | | Com horário de verão | |
|------------------|--------------------------------|-----------------|--------------------------------|-----------------|
| | De 2ª feira a sábado | Domingo/Feriado | De 2ª feira a sábado | Domingo/Feriado |
| <i>PESADA</i> | Das 18 às 21h | – | Das 19 às 22h | – |
| <i>MÉDIA</i> | Das 07 às 18h Das 21 às 24h | Das 17 às 22h | Das 07 às 19h Das 22 às 24h | Das 18 às 23h |
| <i>LEVE</i> | De 00 às 07h | De 00 às 17h | De 00 às 07h | De 00 às 18h |

²⁸ Submódulo 5.6.

| | | | |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

| Patamar de carga | Sem horário de verão | | Com horário de verão | |
|------------------|----------------------|-----------------|----------------------|-----------------|
| | De 2ª feira a sábado | Domingo/Feriado | De 2ª feira a sábado | Domingo/Feriado |
| <i>LEVE</i> | | Das 22 às 24h | | Das 23 às 24h |

14.2.7 Modelagem de práticas operativas

14.2.7.1 Considerações gerais:

- (a) diversas práticas operativas são passíveis de interesse para a análise de confiabilidade;
- (b) essas práticas ou estratégias são a seguir enumeradas e comentadas sob a perspectiva dos estudos de referência.

14.2.7.2 Modelagem da manutenção:

- (a) nos estudos de referência, os efeitos da manutenção preventiva não são considerados;
- (b) entretanto, na análise de confiabilidade convencional, tanto o parque gerador quanto a malha de transmissão podem ser modelados considerando o efeito da manutenção preventiva; essa prática pode ser incorporada futuramente nos estudos de referência.

14.2.7.3 Modelagem da estratégia de reserva estática:

- (a) classificam-se na categoria de reserva estática tanto a denominada reserva de transformação como a chamada reserva de ampacidade:
 - (1) a primeira está relacionada à disponibilidade de bancos de transformação monofásica ou trifásica, em reserva, nas subestações do sistema;
 - (2) a segunda, a reserva de ampacidade, está associada à definição de carregamentos de linhas e transformadores para um regime de operação em emergência, contraposto a um regime de operação classificado como normal;
- (b) é usual considerar-se que a operação em regime de emergência seja permitida durante curtos períodos de tempo;
- (c) a reserva de transformação e a reserva de ampacidade não são modeladas nos estudos de referência; essas modelagens podem ser futuramente incorporadas nos estudos de referência.

14.2.7.4 Modelagem da estratégia de reserva girante:

- (a) nos estudos de referência, os efeitos oriundos da modelagem da estratégia de reserva girante não são tratados.

14.2.7.5 Modelagem de esquemas especiais de proteção e vinculações:

- (a) nos estudos de referência, os esquemas especiais de proteção e vinculações não são modelados.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

14.2.7.6 Modelagem de reconfigurações topológicas:

- (a) a modelagem de reconfigurações topológicas não é feita nos estudos de referência.

14.3 Diretrizes para o tratamento de dados determinísticos e estocásticos

14.3.1 Diretrizes para representação de incertezas

14.3.1.1 Hierarquia de precisão dos dados estocásticos para linhas de transmissão:

- (1) a ordem crescente de precisão dos dados estatísticos associados ao desempenho das linhas é a seguinte:
- (2) estimação dos parâmetros de desempenho estocástico a partir de um único par de valores típicos de indisponibilidade e frequência de falhas;
- (3) estimação dos dados estocásticos a partir da estimação dos comprimentos das linhas, realizada com um valor típico de reatância média das linhas;
- (4) estimação dos dados estocásticos a partir da estimação dos comprimentos das linhas, realizada com base nos valores de reatâncias e susceptâncias;
- (5) estimação dos dados estocásticos a partir dos comprimentos reais de cada linha de transmissão; e
- (6) uso dos valores de taxas de falha e tempos médios de reparo representativos de cada linha de transmissão individualizada.

14.3.1.2 Hierarquia de precisão dos dados estocásticos para transformadores:

- (a) a ordem crescente de precisão dos dados estatísticos associados ao desempenho dos transformadores é a seguinte:
- (1) estimação dos parâmetros de desempenho estocástico a partir de um único par de valores típicos de indisponibilidade e frequência de falhas;
 - (2) discriminação dos parâmetros estatísticos por faixa da tensão mais elevada do equipamento e com enfoque na função transformação;
 - (3) discriminação dos parâmetros estatísticos por faixa de potência do equipamento e com enfoque na função transformação; e
 - (4) uso dos parâmetros reais do equipamento individualizado.

14.3.1.3 Hierarquia de precisão dos dados estocásticos para geradores:

- (a) a ordem crescente de precisão dos dados estatísticos associados ao desempenho dos geradores é a seguinte:
- (1) estimação dos parâmetros de desempenho estocástico a partir de um único par de valores típicos de indisponibilidade e frequência de falhas;
 - (2) discriminação dos parâmetros estocásticos por faixa de potência ativa das unidades geradoras; e

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (3) uso dos parâmetros reais de cada unidade geradora individualizada.

14.3.2 Combinação de hierarquias paramétricas

14.3.2.1 Ressalta-se a possibilidade de uso de uma hierarquia híbrida, na qual são empregados os melhores dados disponíveis para cada equipamento em particular, combinando diferentes enfoques. Se tal for o caso, essa estratégia deve ser explicitada de forma inequívoca nos registros dos resultados oriundos dos estudos de confiabilidade.

14.3.3 Estratégia utilizada nos estudos de referência

14.3.3.1 Nos estudos de referência, a técnica adotada para linhas é a estimação dos dados estocásticos a partir da estimação dos comprimentos das linhas, realizada com base nos valores de reatâncias e susceptâncias.

14.3.3.2 Nos estudos de referência, a técnica adotada para transformadores é a discriminação dos parâmetros estatísticos por faixa da tensão mais elevada do equipamento e com enfoque na função transformação.

14.3.3.3 Nos estudos de referência, as incertezas para os geradores não são consideradas. Entretanto, quando o forem, devem ser utilizados os parâmetros estatísticos reais de cada unidade geradora individualizada.

14.3.3.4 A qualquer tempo o tratamento de qualquer parâmetro representativo de incertezas pode ser aperfeiçoado.

14.4 Diretrizes para simulação computacional

14.4.1 Considerações gerais

14.4.1.1 A simulação computacional compreende duas etapas consecutivas, quais sejam:

- (a) pré-processamento para obtenção do denominado caso base de confiabilidade; e
- (b) cálculo numérico da confiabilidade propriamente dita.

14.4.2 Pré-processamento para obtenção do caso base de confiabilidade

14.4.2.1 O objetivo da etapa denominada pré-processamento é a criação de um registro num arquivo histórico de confiabilidade, que contenha o caso base de confiabilidade, ou seja, um arquivo que apresenta um caso de fluxo de potência convergido e sem violações e que agrega, ainda, dados adicionais específicos para o processamento posterior da etapa de confiabilidade. As diretrizes para a obtenção do caso base de confiabilidade estão descritas a seguir.

14.4.2.2 Ajustes de dados determinísticos adicionais:

- (a) os ajustes de dados determinísticos adicionais compreendem, por exemplo, a introdução de informações sobre os limites normais e de emergência de tensão e carregamento, eliminação dos eventuais subsistemas isolados resultantes do tratamento dos elos CC, ajustes no parque gerador e eventuais relaxamentos preestabelecidos de limites de tensão e de carregamento.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

14.4.2.3 Diretrizes para obtenção do caso base de confiabilidade:

- (a) quanto à conformidade topológica:
 - (1) a obtenção do caso base de confiabilidade deve ser realizada individualmente para cada cenário, isto é, para cada patamar de carga;
 - (2) o chaveamento adequado dos equipamentos de controle é uma condição fundamental para a consistência dos índices a serem obtidos:
 - (i) para os estudos de referência, em carga pesada, essa exigência é, em geral, inócua;
 - (ii) nos estudos que envolvem os regimes de cargas média e leve, a observação das corretas conexões de reatores e capacitores é relevante;
- (b) quanto aos modos de falha:
 - (1) para obtenção do caso base de confiabilidade dos estudos de referência, o único modo de falha relevante é o de adequação que compreende violações dos limites normais permitidos para as tensões, violações dos limites normais permitidos para os carregamentos de linhas e transformadores, ambos sob o enfoque de corrente;
 - (2) o modo de falha de continuidade não é relevante porque no caso base não há contingências de qualquer espécie;
- (c) quanto ao elenco de medidas operacionais corretivas permitidas:
 - (1) para fins da obtenção do caso base de confiabilidade dos estudos de referência permite-se tanto o redespacho de potência ativa como o redespacho de potência reativa, salvo para as usinas térmicas que têm seu despacho fixo e idêntico àquele do caso de fluxo de potência; com essa diretriz, o risco de referência está associado a um ponto de operação distinto do ponto de operação do caso de fluxo de potência original;
 - (2) o redespacho de potência ativa é inibido a fim de manter inalterado o fluxo nas interligações, na situação em que se deseja avaliar o risco operacional;
 - (3) permite-se também a variação das derivações dos transformadores, respeitados seus limites e, em última instância, o corte de carga mínimo, calculado via algoritmo ótimo de pontos interiores;
- (d) quanto à definição dos recursos manobráveis do parque gerador:
 - (1) a modelagem das usinas é realizada de forma individualizada por unidade geradora, com um despacho compatível com aquele especificado no caso base de fluxo de potência;
 - (2) nos estudos de referência, atenção especial deve ser dada aos despachos realizados nas usinas nucleares do sistema, os quais devem ser compatíveis com os despachos dos casos base de fluxo de potência utilizados;
 - (3) todas as usinas térmicas e as pequenas centrais hidroelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS têm as suas gerações de potência ativa fixas;

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (4) o limite inferior de geração de potência ativa das unidades geradoras é respeitado, caso conhecido, ou tomado como nulo, caso não haja dado específico;
 - (5) a capacidade superior da geração de cada barra é determinada com base no critério da inércia mínima, prioritariamente, para um dado montante de geração ativa, seguido do montante de geração reativa;
 - (6) as usinas julgadas como não despacháveis por razões operativas devem ser claramente explicitadas nas premissas do estudo em questão;
 - (7) nas situações nas quais os limites de geração de potência reativa não são especificados nos casos de fluxo de potência, devem ser adotados os limites associados aos valores correspondentes aos fatores de potência 0,9 (sobrecitação) e 0,95 (subexcitação).
- (e) quanto à definição da região de controle ou influência:
- (1) por região de controle ou influência entende-se o conjunto de regiões ou áreas do sistema cujos recursos disponíveis são utilizados quando da eliminação de violações operativas;
 - (2) os recursos possivelmente disponíveis incluem redespacho de potência ativa, alterações nas derivações dos transformadores com comutação sob carga e alterações em tensões de barras controladas;
 - (3) nenhum desses controles localizados fora da região de controle especificada é utilizado, ou seja, os despachos das unidades geradoras, as derivações dos transformadores e as tensões em barras controladas são mantidas conforme o caso de fluxo de potência original;
 - (4) o corte de carga também é considerado um controle de última instância para eliminação de violações e somente é realizado nos barramentos pertencentes à região de controle; no estudo de referência, todas as áreas elétricas do sistema são tratadas como região de controle;
- (f) quanto à definição da região de monitoração ou de interesse:
- (1) por região de monitoração ou de interesse entende-se o conjunto de regiões ou áreas do sistema cujas grandezas especificadas são monitoradas, o que inclui fluxos em circuitos de transmissão, tensões em barramentos e geração de potência ativa e reativa:
 - (i) portanto, grandezas fora dessa região não são contabilizadas;
 - (ii) assim, elas podem apresentar violações que não são identificadas e, conseqüentemente, não serão eliminadas;
 - (2) os índices de confiabilidade são contabilizados apenas para os cortes de carga em barramentos pertencentes à região de monitoração:
 - (i) é usual que essa região seja sempre um subconjunto da região de controle;

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (ii) caso a região de monitoração seja menor que a região de controle, podem ocorrer cortes de carga em barramentos externos à região de monitoração, que não serão contabilizados no cálculo dos índices de confiabilidade;
 - (3) no estudo de referência, todas as áreas elétricas do sistema são tratadas como região de monitoração;
- (g) quanto à metodologia de cálculo numérico do ponto de operação do caso base de confiabilidade:
 - (1) quando da avaliação de referência, o sistema sob análise deve ser inicialmente submetido a um processamento do algoritmo de Newton Raphson completo, com todos os controles tradicionais ativados;
 - (2) na hipótese de obtenção de uma solução sem violações, essa será tomada como caso base de confiabilidade;
 - (3) se houver violação de tensão, de carregamento ou de limites de geração, o procedimento adotado deve ser o apresentado a seguir, em ordem decrescente de preferência:
 - (i) ajustes no caso base de fluxo de potência devem ser realizados com o objetivo de eliminar manualmente todas as violações;
 - (ii) quando a ação anterior não for factível, as violações devem ser tentativamente eliminadas de forma automática, por meio de um processamento de algoritmo de fluxo de potência ótimo com função objetivo que visa ao mínimo corte de carga; a solução eventualmente obtida será submetida a um critério de validação, como descrito a seguir; o resultado, se aceito, será tomado como caso base de confiabilidade;
 - (iii) em situações extremas, quando a ação anterior se revela incapaz de fornecer uma solução adequada, permite-se o relaxamento progressivo das restrições de carregamento e de tensão do sistema;
- (h) quanto à validação da solução obtida via fluxo ótimo de potência:
 - (1) para os estudos de referência, na etapa de obtenção do caso base de confiabilidade, a solução oriunda do processamento do algoritmo de fluxo ótimo é considerada válida se o montante de corte de carga em MW não exceder, em princípio, 0,5 % do montante da carga total do sistema;
- (i) quanto à fixação dos fluxos nas interligações:
 - (1) Nos estudos de referência, a fixação dos valores dos fluxos nas interligações não é modelada;
- (j) quanto às grandezas monitoradas:
- (k) em consonância com os modos de falha selecionados, a monitoração é realizada sobre os valores dos limites normais dos carregamentos sob enfoque de corrente de linhas e transformadores, limites normais de tensão em barramentos de carga com carga, limites

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

de geração de potência reativa das unidades geradoras e limites de geração ativa e reativa das barras de referência do sistema;

14.4.2.4 Diretrizes para a composição do espaço probabilístico de estados:

- (a) a composição do espaço probabilístico de estados tem extrema influência nos valores numéricos dos índices de confiabilidade;
- (b) por esse motivo, é quase inútil o simples fornecimento de índices de confiabilidade sem a prévia descrição rigorosa da composição do espaço probabilístico de estados sobre o qual os mesmos índices são gerados;
- (c) nos estudos de referência, o espaço probabilístico de estados é composto pelo conjunto de todas as linhas de transmissão integrantes da Rede Básica, as linhas de transmissão em 765kV do subsistema de Itaipu, todos os transformadores de malha e todos os transformadores de fronteira;
- (d) estudos especiais podem considerar espaços probabilísticos mais abrangentes.

14.4.3 Diretrizes para o cálculo numérico da confiabilidade

14.4.3.1 A etapa de cálculo numérico da confiabilidade pressupõe a existência de um arquivo que contenha um caso base de fluxo de potência, convergido e sem violações e o caso base de confiabilidade, usualmente obtido na etapa de pré-processamento, descrita anteriormente. Conceitualmente, o cálculo da confiabilidade compreende três etapas, cujas diretrizes são apresentados a seguir.

14.4.3.2 Diretrizes de seleção de estados operativos do sistema:

- (a) a seleção de um conjunto de estados operativos do sistema, primeira etapa do cálculo numérico da confiabilidade, pode ser realizada por enumeração explícita ou via técnica de Monte Carlo;
- (b) nos estudos de referência, essa seleção é feita por enumeração de uma lista de contingências de linhas de transmissão, transformadores de malha e transformadores de fronteira, exatamente coincidente com o espaço probabilístico de estados, anteriormente definido;
- (c) nas avaliações especiais, quando a seleção dos estados for realizada via técnica de Monte Carlo, as seguintes diretrizes devem ser observadas:
 - (1) número especificado de sorteios: 100.000 (um único lote);
 - (2) tolerância (coeficiente de variação) associada à Probabilidade de Perda de Carga - PPC e Expectância de Potência Não Suprida - EPNS: 3%; e
 - (3) semente: 1513.

14.4.3.3 Diretrizes de análise dos estados operativos selecionados:

- (a) em linhas gerais, após cada seleção do estado, deve ser verificado se o estado selecionado constitui um estado de sucesso, caso em que ele não apresenta nenhum modo de falha, ou estado de falha;

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (b) quando ocorre algum tipo de modo de falha, tenta-se eliminá-la com as medidas corretivas que representam os recursos operacionais do sistema;
- (c) as diretrizes adotadas para a etapa de análise dos estados operativos selecionados são mencionados a seguir:
 - (1) quanto à conformidade topológica:
 - (i) devem ser previamente registradas as diferenças topológicas relacionadas aos diferentes patamares de carga: pesada, média e leve;
 - (ii) para os estudos de referência, essa exigência é inócua;
 - (2) quanto aos modos de falha:
 - (i) para a avaliação de referência da confiabilidade, os modos de falha relevantes são o de continuidade, sob enfoque de ocorrência de ilhamentos e déficits de potência, e o de adequação, que compreende violações dos limites de emergência permitidos para as tensões e violações dos limites normais permitidos para os carregamentos de linhas e transformadores, ambos sob o enfoque de corrente;
 - (ii) a monitoração dos limites normais de carregamento, em situação de contingência, justifica-se por razões de natureza jurídico-legal consoante os CPST;
 - (3) quanto ao elenco de medidas operacionais corretivas permitidas:
 - (i) para a avaliação de referência da confiabilidade, permite-se apenas o redespacho de potência reativa, ou seja, o redespacho de potência ativa é inibido;
 - (ii) as unidades térmicas mantêm seus despachos fixos;
 - (iii) são permitidos também a variação das derivações dos transformadores, respeitados seus limites, as alterações em tensões de barras controladas e, em última instância, o corte de carga mínimo, calculado via algoritmo ótimo de pontos interiores;
 - (4) quanto à definição dos recursos manobráveis do parque gerador:
 - (i) a modelagem das usinas é realizada de forma individualizada por unidade geradora, com um despacho compatível com aquele especificado no caso base de fluxo de potência;
 - (ii) nos estudos de referência, atenção especial deve ser dada aos despachos realizados nas usinas nucleares do sistema, os quais devem ser compatíveis com os despachos dos casos base de fluxo de potência utilizados;
 - (iii) todas as usinas térmicas e as pequenas centrais hidroelétricas não despachadas centralizadamente têm as suas gerações de potência ativa fixas;

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (iv) o limite inferior de geração de potência ativa das unidades geradoras é respeitado, caso conhecido, ou tomado como nulo, caso não haja dado específico;
- (v) a capacidade superior da geração de cada barra é determinada com base no critério da inércia mínima, prioritariamente, para um dado montante de geração ativa, seguido do montante de geração reativa;
- (vi) as usinas julgadas como não despacháveis por razões operativas devem ser claramente explicitadas nas premissas do estudo em questão;
- (vii) nas situações nas quais os limites de geração de potência reativa não são especificados nos casos de fluxo de potência, devem ser adotados os limites associados aos valores correspondentes aos fatores de potência 0,9 (sobrecitação) e 0,95 (subexcitação);
- (5) quanto à definição da região de controle ou influência:
 - (i) no estudo de referência, todas as áreas elétricas do sistema são tratadas como região de controle ou influência;
- (6) quanto à definição da região de monitoração ou de interesse:
 - (i) no estudo de referência, todas as áreas elétricas do sistema são tratadas como região de monitoração ou interesse;
- (7) quanto à metodologia de cálculo numérico do ponto de operação sob contingências:
 - (i) no estudo de referência, o sistema em presença de contingências é avaliado por meio do processamento de um algoritmo de fluxo ótimo de potência com função objetivo que visa ao mínimo corte de carga, no qual se empregam todos os recursos liberados, incluindo, em última instância, o corte de carga;
 - (ii) o fluxo nas interligações não é tratado como variável de controle;
- (8) quanto à validação da análise do espaço de estados:
 - (i) no estudo de referência, a avaliação do espaço de estados é considerada significativa se, em princípio, um máximo de até 3% de todas as contingências da lista predefinida não forem passíveis de processamento, com sucesso, pelo algoritmo de pontos interiores;
- (9) quanto às grandezas monitoradas:
 - (i) em consonância com os modos de falha selecionados, a monitoração é realizada sobre os valores dos limites normais dos carregamentos sob enfoque de corrente de linhas e transformadores, dos limites em emergência de tensão em barramentos de carga com carga, dos limites de geração de potência reativa das unidades geradoras e dos limites de geração ativa e reativa das barras de referência do sistema;
 - (ii) a monitoração do carregamento é realizada sobre o limite normal porque se deseja que o sistema planejado apresente uma margem de manobra para a

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

operação; entretanto, se desejado, a monitoração do valor de emergência do carregamento pode ser realizada sob a égide de estudo especial (vide item 14.1.3.11 deste submódulo).

14.4.3.4 Diretrizes de cálculo numérico dos índices de confiabilidade:

- (a) no cálculo numérico dos índices de confiabilidade, contabilizam-se todos os estados nos quais foi necessário o uso de medidas operativas com o objetivo de eliminar os modos de falha detectados;
- (b) os valores dos índices de confiabilidade desejados resultam dessa análise cujas diretrizes de interesse estão apresentados a seguir:
 - (1) quanto às premissas e técnicas de cálculo numérico:
 - (i) considera-se que o sistema de potência tem comportamento coerente, sob o ponto de vista de confiabilidade, o que permite o cálculo dos índices primários – probabilidade de perda de carga (PPC), expectância de potência não suprida (EPNS) e frequência de perda de carga (FPC) – por meio de funções-teste convenientes, previamente definidas;
 - (ii) os indicadores expectância da energia não suprida (EENS), número de horas de déficit de potência (NHD), duração de perda de carga (DPC), severidade (Sev) resultam da manipulação adequada dos indicadores primários;
 - (iii) o indicador probabilidade de problema no sistema (PPS) resulta de uma contabilização direta das incertezas relacionadas aos estados com modos de falha, antes da aplicação de medidas corretivas;
 - (2) quanto à tolerância de cálculo:
 - (i) nos estudos de referência, a tolerância é representada na forma de um valor de probabilidade;
 - (ii) o valor adotado para o processo de enumeração situa-se em 1,0 E-30 pu.

14.5 Diretrizes para registro de resultados

14.5.1 Todos os indicadores de confiabilidade são apresentados com pelo menos dois algarismos significativos nas casas decimais, submetidos ao processo de arredondamento convencional.

14.6 Critérios para a diagnose dos níveis de risco probabilístico

14.6.1 Critério de severidade:

14.6.1.1 O balizador de referência para diagnose do risco preditivo probabilístico do SIN é dado pelo indicador de severidade. A severidade é um índice normalizado, dado pelo quociente da energia não suprida (MWh) pela ponta (MW) do sistema analisado e com o resultado convertido em minutos. Assim, ele exprime um tempo fictício de uma perturbação imaginária que seria necessária para acumular uma energia não suprida exatamente equivalente àquela calculada, se toda a carga do sistema fosse afetada. Trata-se de um índice que captura não apenas a habitualidade das falhas

| | | | |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

do sistema, mas também a gravidade e consequências das mesmas. É, portanto, um indicador relativo e que permite a comparação de sistemas de portes e naturezas distintas, advindo daí a sua origem e importância. A severidade é um dos poucos indicadores probabilísticos de curso internacional e que já dispõe de uma escala de valoração classificatória, com base logarítmica. O conceito que o embasa é o da classificação dos eventos de tal forma que cada escala é diferenciada da antecedente por uma ordem de grandeza. Outra grande vantagem da severidade como indicador de risco, advém da possibilidade de calculá-lo tanto para eventos pretéritos, como de forma preditiva.

14.6.1.2 A Tabela 11 mostra a hierarquia usada na classificação da confiabilidade do sistema via severidade. Cabe ressaltar que entre dois sistemas, o mais confiável é o que apresenta menor valor numérico de severidade.

Tabela 11 – Classificação do Risco pela Severidade

| Classificação | Severidade S (sistema-minuto) | Interpretação | Comentário |
|----------------------|--------------------------------------|----------------------|---|
| Grau 0 | $S < 1$ | favorável | condição operativa de baixíssimo risco (azul) |
| Grau 1 | $1 \leq S < 10$ | satisfatório | condição operativa de baixo risco (amarelo) |
| Grau 2 | $10 \leq S < 100$ | limítrofe | condição operativa de risco médio (alaranjado) |
| Grau 3 | $100 \leq S < 1000$ | grave | sério impacto para vários agentes/consumidores (vermelho) |
| Grau 4 | $1000 \leq S$ | muito grave | grande impacto para muitos agentes/consumidores, colapso do sistema |

14.6.1.3 O sistema de transmissão planejado da Rede Básica deve, em ordem de preferência, situar-se nos graus 0 (zero) ou 1 (um) de severidade, admitindo-se, porém, riscos de graus 2 (dois), inferiores a 21 (vinte e um) minutos de severidade.

14.6.1.4 Este critério é definido em caráter probatório, podendo sofrer ajustes e correções advindas do acúmulo de experiência, evolução do sistema e considerações de conveniência técnica-econômica.

14.6.2 Critério de aderência estatística ao critério N-1 de planejamento

14.6.2.1 O grau de aderência estatística, representativo do atendimento ao critério N-1 é dado por:

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

$$\text{Aderência} = 1 - \left(\frac{\text{casos com corte de carga} + \text{casos retirados da estatística}}{\text{casos propostos}} \right)$$

14.6.2.2 O patamar mínimo de aderência a ser verificado nas análises de confiabilidade do SIN deve ser igual ou superior a 80 %. A plena aderência ao critério N-1 fica caracterizada quando o patamar de 100 % é alcançado.

14.6.2.3 Este critério é definido em caráter probatório, podendo sofrer ajustes e correções advindas do acúmulo de experiência, evolução do sistema e considerações de conveniência técnica-econômica.

14.6.3 Critério de confiabilidade operacional

14.6.3.1 Qualquer degradação topológica de ramos da Rede Básica, da condição de topologia completa para a condição de topologia N-1, não deve provocar uma variação de severidade maior do que 1,0 % da severidade da Rede Básica na condição normal de operação e topologia completa.

14.6.3.2 Este critério é definido em caráter probatório, podendo sofrer ajustes e correções advindas do acúmulo de experiência, evolução do sistema e considerações de conveniência técnica-econômica.

15 DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA E DE CONTROLE CARGA-FREQUÊNCIA

15.1 Estudos de reserva de potência operativa

15.1.1 Aspectos gerais

15.1.1.1 O cálculo da reserva de potência operativa é feito por método probabilístico com o objetivo de racionalizar o dimensionamento da reserva girante, admitindo-se um risco aceitável de não atendimento à carga.

15.1.1.2 Para o cálculo da reserva de potência operativa por método probabilístico, é necessário o conhecimento da carga, do risco de não atendimento à carga considerado aceitável e das taxas de falha das unidades geradoras do sistema.

15.1.1.3 Uma vez calculada, a reserva de potência operativa é repartida entre as áreas de controle do SIN segundo os critérios definidos neste submódulo.

15.1.1.4 A ferramenta computacional utilizada nesses estudos – *Modelo para cálculo da reserva de potência girante probabilística* – está apresentada no Submódulo 18.2.

15.1.2 Tratamento da carga

15.1.2.1 As cargas globais de cada área são consideradas com uma distribuição normal, com um desvio padrão igual a 1/3 do erro de previsão de carga, admitido como igual a 5%. Já está englobada nesse total a ponta instantânea dentro da demanda horária integralizada, considerando-se a ponta com uma duração de 2 (duas) horas.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

15.1.3 Risco de não atendimento à carga

15.1.3.1 Considera-se como risco de não atendimento à carga a probabilidade de o sistema apresentar, no período de ponta, uma disponibilidade de geração sincronizada inferior à carga verificada nesse mesmo período.

15.1.4 Taxas de desligamento forçado das unidades geradoras

15.1.4.1 Para efeito de determinação da reserva de potência operativa, o cálculo das taxas de desligamento forçado das unidades geradoras deve ser efetuado de acordo com a formulação definida no Submódulo 25.8. A consistência e classificação dos dados deverá ser realizada conforme a rotina operacional presente no Submódulo 10.22.

15.1.5 Repartição da reserva de potência operativa

15.1.5.1 A reserva de potência operativa do sistema (RPO sistema), calculada probabilisticamente, é repartida entre as áreas de controle do sistema de tal modo que caiba a cada uma delas um montante de reserva calculado pela fórmula:

$$RPO_i = R1_i + R2_i + R3_i$$

Onde:

$$R1_i = 1\% RGA_i$$

$$R2_i = 4\% C_i$$

$$R3_i = \frac{MM_i \times RGA_i}{\sum MM_i \times RGA_i} \times MM_{prob}$$

e

$RGA_i = C_i + \text{Intercâmbio líquido programado de fornecimento da área de controle}$

RGA_i : Responsabilidade própria de geração da área de controle

C_i : Carga da área de controle, incluindo os consumidores livres que mantenham contrato de conexão com agentes da área

Intercâmbio líquido programado de fornecimento = $\sum I_{Prog. Fornecimento} - \sum I_{Prog. Recebimento}$

MM_i : Maior máquina da área de controle

$MM_{prob} = RPO_{sistema} - 5\% \text{ Carga}_{sistema}$

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

R1 = Reserva de Potência para Controle Primário

R2 = Reserva de Potência para Controle Secundário

R3 = Reserva de Potência Terciária

15.1.5.2 Se a reserva de potência global do sistema, calculada probabilisticamente, for inferior ou igual a 5% da carga do sistema, ela será considerada igual a 5% da carga do sistema (MM prob = 0) e, conseqüentemente, a reserva terciária (R3) será igual a zero.

15.2 Estudos de controle carga-frequência

15.2.1 Diretrizes para os estudos

15.2.1.1 Devem ser analisados os impactos naturais de carga e os impactos de perturbação:

- (a) os impactos naturais de carga são aqueles aplicados de modo a retratar os aumentos naturais de carga verificados em função da evolução da curva de carga diária do sistema. Embora as variações naturais de carga tenham um comportamento em rampa, devem ser consideradas conservadoramente como degraus. Para isso, aplica-se em cada área de controle estudada um degrau positivo de variação de carga correspondente à sua parcela de ponta instantânea dentro da demanda horária integralizada (2,5% da responsabilidade própria de geração da área), coincidentemente com um aumento imprevisto de carga (1,5% da carga da área);
- (b) os impactos tipo perturbação são os correspondentes à perda de unidades geradoras de porte. Como premissa, devem ser consideradas as perdas de unidades geradoras que ocorrem simultaneamente aos impactos naturais de carga em cada área de controle. Devem ser simulados os eventos de perda das maiores máquinas de cada subsistema geoeletrico com seus despachos maximizados.

15.2.1.2 Nas investigações para a definição das melhores estratégias de controle, deve ser analisado o desempenho dinâmico do sistema para diferentes estruturas de áreas de controle e combinações de modos de controle, a saber: todas as áreas operando em TLB²⁹; áreas operando em TLB com uma das áreas operando em frequência constante (FF³⁰), áreas operando em TLB com áreas operando em intercâmbio constante (FTL³¹).

15.2.1.3 Uma vez definidas as estratégias de controle mais adequadas, devem ser realizadas análises de sensibilidade com o objetivo de:

- (a) investigar a influência da reserva de potência girante sob controle no desempenho dinâmico;

²⁹ *Tie-line bias.*

³⁰ *Flat frequency.*

³¹ *Flat tie line.*

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (b) investigar as unidades geradoras mais adequadas à participação no CAG sob o aspecto da resposta dinâmica e de fatores de natureza locacional; e
- (c) investigar o desempenho do sistema em condições de contingências no CAG, em que seja necessário incorporar áreas de controle.

15.2.1.4 A ferramenta computacional utilizada nestes estudos – *Modelo para análise de estabilidade eletromecânica* – está apresentada no Submódulo 18.2.

15.2.2 Critérios para os estudos

15.2.2.1 A estratégia de controle adotada deve ser tal que não introduza no sistema qualquer tendência de instabilidade.

15.2.2.2 Os erros de controle devem ser minimizados para serem evitados acúmulos indevidos de intercâmbios involuntários e erros de tempo. Para tanto, os erros de controle das áreas de regulação devem cortar o zero em até 10 (dez) minutos.

15.2.2.3 O desempenho do sistema de CAG de uma área de regulação não deve trazer prejuízo ao desempenho de outras áreas.

15.2.2.4 Os desvios de frequência devem ser anulados o mais rapidamente possível a fim de garantir a inexistência de desequilíbrios prolongados entre geração e carga.

15.2.2.5 Os desvios dos intercâmbios entre as áreas de regulação devem também ser anulados de tal forma que cada área de regulação termine por absorver integralmente suas próprias variações de carga e de geração.

15.2.2.6 As áreas de regulação devem dispor de reserva de potência suficiente e adequadamente locada para que possam absorver suas próprias variações de carga e de geração.

15.2.3 Índices de desempenho

15.2.3.1 A fim de possibilitar a análise comparativa do comportamento do sistema sob as diversas modalidades de estratégia de controle, são levantados os índices de desempenho (ID), descritos a seguir, calculados para um período de 15 (quinze) minutos. Tais índices não devem ser analisados isoladamente, de modo a se evitar falsas conclusões.

15.2.3.2 Índice de desempenho 1 (ID₁):

- (a) conceituação: o índice de desempenho (ID₁) é definido como a integral no tempo do erro de controle de área (ECA), conforme explicitado na fórmula a seguir:

$$ID_1 = \int ECA . dt$$

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (b) objetivo: verificar o adequado desempenho dos controles secundários por meio da análise das tendências de subgeração ou sobregeração de cada área de controle. Valores elevados desse índice são indesejáveis, pois indicam um mau desempenho do controle secundário, o que gera uma tendência de acúmulo de intercâmbios involuntários; a análise desse índice não deve ocorrer isoladamente, para não haver a situação indesejável de uma oscilação sustentada do ECA, cuja integral é nula, como apresentado na Figura 5.

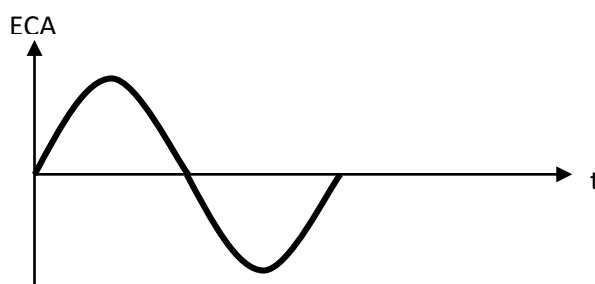


Figura 5 – Oscilação sustentada do ECA

15.2.3.3 Índice de desempenho 2 (ID₂):

- (a) conceituação: o índice de desempenho 2 (ID₂) é definido como a integral no tempo do produto do módulo do desvio de frequência pelo tempo, conforme explicitado na fórmula a seguir:

$$ID_2 = \int t \cdot |\Delta f| dt$$

- (b) objetivo: fornecer uma medida da efetividade do controle no desempenho dinâmico do sistema uma vez que pondera o erro em função do instante de sua ocorrência; dessa forma, o ID₂ relaciona-se aos requisitos de estabilidade de funcionamento a longo termo.

15.2.3.4 Índice de desempenho 3 (ID₃):

- (a) conceituação: o índice de desempenho 3 (ID₃) é definido como o desvio máximo de frequência, em módulo, para cada área de controle e para cada impacto selecionado:

$$ID_3 = |\Delta f|_{\max}$$

- (b) objetivo: refletir as tendências de afastamentos máximos absolutos das diferentes áreas de controle em que se subdivide o sistema.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

15.2.3.5 Índice de desempenho 4 (ID₄):

- (a) conceituação: o índice de desempenho 4 (ID₄) é definido como a taxa de recuperação da frequência de cada área de controle em que se subdivide o sistema:

$$ID_4 = \frac{\Delta f}{\Delta t}$$

- (b) objetivo: mostrar a velocidade de recuperação da frequência para os diversos tipos de impactos selecionados. O ID₄ pode ser avaliado pelo coeficiente angular da reta *ab* mostrada na Figura 6.

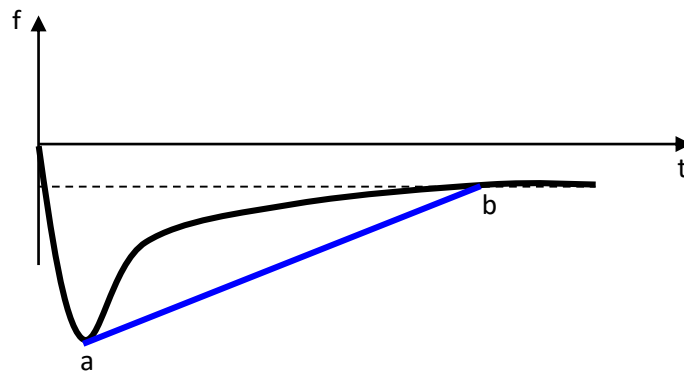


Figura 6 – Taxa de recuperação da frequência

15.2.3.6 Índice de desempenho 5 (ID₅):

- (a) conceituação: o índice de desempenho 5 (ID₅) é definido como a integral no tempo do produto do módulo do erro absoluto de controle de área pelo tempo, conforme apresentado na fórmula a seguir:

$$ID_5 = \int t \cdot |ECA| dt$$

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

- (b) objetivo: fornecer uma medida da efetividade do controle no desempenho dinâmico do sistema por meio da penalização de forma crescente dos erros persistentes. Do mesmo modo que o ID₂, o ID₅ relaciona-se aos requisitos de estabilidade de funcionamento a longo termo.

15.2.3.7 Índice de desempenho 6 (ID₆):

- (a) conceituação: o índice de desempenho 6 (ID₆) é definido como o número de vezes em que o ECA de cada área de controle passa por zero, conforme ilustrado na Figura 7.

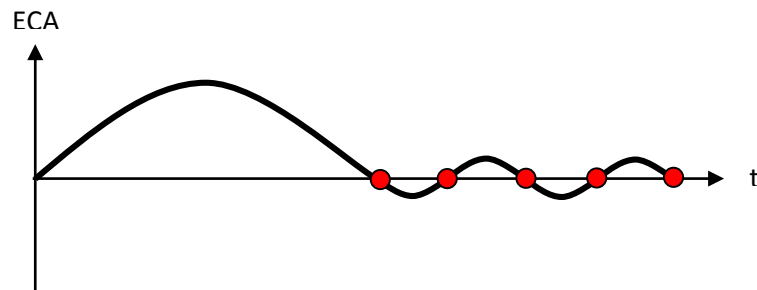


Figura 7 – Apuração do ID₆

- (b) objetivo: aferir a eficácia do controle suplementar através do número de tentativas efetuadas pelo controle secundário no sentido de anular os desvios de frequência e/ou intercâmbio.

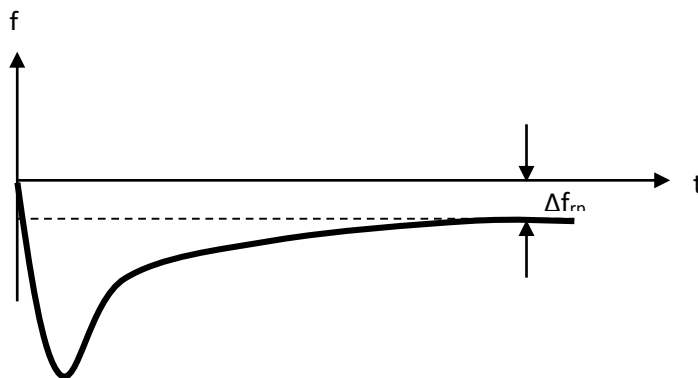
15.2.3.8 Índice de desempenho 7 (ID₇):

conceituação: o índice de desempenho 7 (ID₇) é definido como o desvio de frequência em regime permanente que se verifica em impactos do tipo perturbação, quando existe a possibilidade de formação de áreas carentes de reserva de potência, conforme ilustrado na Figura 8.

$$ID_7 = \Delta f_{rp}$$

| | | | |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

Figura 8 – Apuração do ID₇



- (c) objetivo: fornecer uma medida das deficiências de reserva de potência das áreas de controle quando submetidas a impactos do tipo perturbação.

15.2.3.9 Índice de desempenho 8 (ID₈):

- (a) conceituação: o índice de desempenho 8 (ID₈) é definido como a integral no tempo do produto do ECA pelo tempo.

$$ID_8 = \int t \cdot ECA \, dt$$

- (a) objetivo: fornecer uma medida da efetividade do controle no desempenho dinâmico do sistema por meio da penalização de forma crescente dos erros persistentes. Semelhantemente ao índice ID₅, o ID₈ pondera o erro no tempo, porém o faz sem tomar o ECA em valor absoluto.

15.2.3.10 Índice de desempenho 9 (ID₉):

- (a) conceituação: o índice de desempenho 9 (ID₉) é definido como a integral no tempo do erro quadrático da frequência.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

$$ID_9 = \int \Delta f^2 dt$$

- (b) objetivo: penalizar o erro de frequência independentemente de seu sinal, de modo a impedir o cancelamento de erros de controle da frequência de sinais contrários ao longo do tempo.

15.2.3.11 Índice de desempenho 10 (ID₁₀):

- (a) conceituação: o índice de desempenho 10 (ID₁₀) é definido como a integral no tempo do ECA quadrático.

$$ID_{10} = \int ECA^2 dt$$

- (b) objetivo: penalizar o erro independentemente de seu sinal, de modo a impedir o cancelamento de ECA de sinais contrários ao longo do tempo.

16 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS

16.1 STRON, A. P., *Long 60 Cycles Arcs in Air*, Transaction of the AIEE, vol. 65, pp.113-117, 1946.

16.2 HAUBRICH, J.; HOSEMANN, G.; THOMAS, R. *Single-phase auto-reclosing in EHV systems*. Paris: CIGRÉ 31.09, 1974.

16.3 BOTELHO, M. J.; LEVÉVRE, M. A. P.; SOARES, V. L. C. *Influência da defasagem angular nos chaveamentos de anéis nos sistemas de transmissão*. VI SNTPEE (GSP), Camburiú, 1981.

16.4 IEEE. Standard C50.12-1982 – *Requirement for salient-pole synchronous generators and generator motors for hydraulic-turbine applications*.

16.5 PORTELA, Carlos. *Transitórios eletromagnéticos. Regimes transitórios*. 4 vol. 1. ed. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ 1983.

16.6 GCPS/CTST/GTCP. *Crítérios e procedimentos para dimensionamento de sistemas de transmissão em corrente contínua*. GCPS/CTST/GTCP/RF.003/83. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1983.

16.7 SUBGRUPO DE CONFIABILIDADE (SGC). *Confiabilidade de sistemas elétricos: índices e critérios*. GCPS/CTST/GTCP/SGC/RF. 001.83. Rio de Janeiro: Eletrobrás, dez. 1983.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

16.8 GCPS/CTST/GTCP. *Critérios e procedimentos para dimensionamento da compensação série em sistemas de transmissão.* GCPS/CTST/GTCP/RF.001/84. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1984.

16.9 GCPS/CTST/GTCP. *Critérios e procedimentos para dimensionamento da compensação reativa indutiva em derivação.* GCPS/CTST/GTCP/RF.001/84. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1984.

16.10 GCPS/CTST/GTCP. *Critérios e procedimentos para determinação de limites de carregamento de linhas aéreas de transmissão de corrente alternada.* GCPS/CTST/GTCP/RF.002/84. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1984.

16.11 GCPS/CTST/GTCP. *Metodologia para a determinação de carregamento de linhas aéreas de transmissão.* Rio de Janeiro: Eletrobrás, jan. 1984.

16.12 Nota Técnica DSE.T.033.84. *Simulação de capacitores série em estudos de estabilidade.* Rio de Janeiro: Furnas Centrais Elétricas, dez. 1984.

16.13 GCOI/SCEL/GTEE. *Critérios e procedimentos a serem considerados nos estudos de Planejamento da Operação Elétrica do GCOI.* GTEE-001/1985. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1985.

16.14 GCOI/SCEL/GTEE. *Diretrizes para estudos de sobretensão no âmbito do planejamento da operação.* GTEE-005/1985. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1985.

16.15 D'AJUZ, Ary; RESENDE, Fábio M.; CARVALHO, F. M. Salgado; AMON, Jorge; DIAS, L. Nora; PEREIRA, Marco P.; KASTRUP FILHO, Oscar; MORAES, Sergio A. *Equipamentos elétricos, especificação e aplicação em subestações de alta tensão.* Niterói: EDUFF, 1985.

16.16 IEEE. Subsynchronous Resonance Working Group of the System Dynamic Performance Subcommittee. *Terms, definitions and symbols for subsynchronous oscillations.* IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 6, June 1985.

16.17 SUBGRUPO DE CONFIABILIDADE (SGC). *Caso base nacional de confiabilidade: consolidação da experiência.* Rio de Janeiro: Eletrobrás, DEST/GPD, jun. 1985.

16.18 SUBGRUPO DE CONFIABILIDADE (SGC). *Avaliação da confiabilidade em planejamento: aplicação ao Sistema Elétrico Brasileiro.* Vol. A: Região N/NE, Vol. B: Região SE, Vol. C: Região Sul, Vol. D: Conclusões e Recomendações. Rio de Janeiro: Eletrobrás, DEST/GDP, GCPS/CTST/GTCP/SGC, jun./jul. 1985.

16.19 SUBGRUPO DE CONFIABILIDADE (SGC). *Diretrizes básicas para avaliação da confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro na fase de planejamento.* Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1986.

16.20 GCPS/CTST/GTCP. *Critérios e procedimentos para dimensionamento da compensação reativa capacitiva em derivação.* GCPS/CTST/GTCP/RF. 003/86. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1986.

16.21 GCPS/CTST/GTCP. *Determinação de carregamentos admissíveis em unidades transformadoras - aplicação do programa computacional.* Força Tarefa de Carregamento de Transformadores NT-GTCP- 005/1986. Rio de Janeiro: Eletrobrás, dez. 1986.

16.22 GCOI/SCEL/GTEE. *Critérios para carregamento de linhas de transmissão.* GTEE-007/1986. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1986.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

16.23 D'AJUZ, Ary; FONSECA, Cláudio; SALGADO FILHO, F.; AMON, Jorge; DIAS, L. Nora; PEREIRA, Marco P.; ESMERALDO, Paulo Cesar; VAISMAN, R. e FRONTIN, Sergio. *Transitórios elétricos e coordenação de isolamento - aplicação em sistemas de potência de alta tensão*. Niterói: EDUFF, 1987.

16.24 GOMES, P.; MARTINS, N.; PEDROSO, A.; BÉRGAMO, A. L. *Application of eigenvalue techniques in power system dynamics*. I Symposium in Operational Planning, ago. 1987.

16.25 SGC, *Avaliação de confiabilidade 1989 a 1993*, Vol. 1, Regiões Sul e Sudeste, Vol. 2, Regiões Norte e Nordeste, GCPS/SE/CTST/GTCP/SGC/02.90, Eletrobrás, Rio de Janeiro, Dez 1988.

16.26 GCPS/CTST/GTCP. *Crítérios e procedimentos para a determinação de limites de carregamento em unidades transformadoras de dois enrolamentos*. Rio de Janeiro: Eletrobrás, mar. 1989.

16.27 CIGRE Working group. *Guidelines for representation of network elements when calculating transients*. CIGRE SC 33 WG 02, 1990.

16.28 GCOI/SCEL-GTAS. *Estudos de religamento automático da LT Itumbiara–Bandeirantes 345kV e da LT Bandeirantes–Brasília Sul 345 kV*. Relatório GCOI/SCEL-GTAS.-013/90. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1990.

16.29 OLIVEIRA; S.H., GARDOS, I., FONSECA, E. P. *Representation of series capacitors in electric power system stability studies*. IEEE PWRS, Feb. 1991.

16.30 GREENWOOD, Allan. *Electrical transients in power systems*. 2nd edition. New York: John Wiley & Sons, 1991.

16.31 GCPS/CTST/GTCP. *Crítérios e procedimentos para o atendimento a cargas especiais*. Força tarefa de cargas especiais do GTCP/CTST/GCPS & Comissão de Estudos de Cargas Especiais - CECE do SCEL/GCOI. Rio de Janeiro: Eletrobrás, fev. 1993.

16.32 GCPS/CTST/GTCP. *Crítérios e procedimentos para o cálculo da ampacidade estatística de linhas aéreas de transmissão com cabos alumínio-aço*. Rio de Janeiro: Eletrobrás, ago.1993.

16.33 CDB/GCOI/SSC. *Levantamento de indicadores de desempenho, comissão de acompanhamento do desempenho dos sistemas interligados brasileiros*. Rio de Janeiro: Eletrobrás, mar. 1994.

16.34 FIGUEIREDO, E. F. et alii. *Crítérios e procedimentos para estudos de estabilidade - definição de ações para a melhoria do desempenho em regime transitório e dinâmico de sistemas de transmissão*. XII SNTPEE (GTCP), Recife, outubro de 1993. IV SEPOPE, Foz do Iguaçu, maio de 1994.

16.35 KUNDUR, Prabha. *Power system stability and control*. New York, McGraw-Hill, 1994.

16.36 GCOI/SCEL/GTPO. *Crítérios, filosofias e procedimentos utilizados nos estudos do GTPO*. GTPO-25/1995. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1995.

16.37 IRAVANI, M.; CANDHARY, A.; GIESBRECHT, W.; HASSAN, I. et. al. *Modelling and analysis guidelines for slow transients*. Part I. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 10, no. 4, Oct., 1995.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

16.38 IRAVANI, M.; CANDHARY, A.; GIESBRECHT, W.; HASSAN, I. *et. al. Modelling and analysis guidelines for slow transients*. Part II. Controller interactions; harmonic interactions. *Transactions on Power Delivery*, vol.10, no. 4, oct., 1995.

16.39 IMECE, Ali; DURBAK, Daniel; ELAHI, Hamid *et. al. Modeling guidelines for fast front transients* *Transactions on Power Delivery*, IEEE, vol. 11, no. 1 jan. 1996.

16.40 IRAVANI, M.R.; CHANDHARY, A.K.S.; GIESBRECHT, W.J.; HASSAN, I.E.; KERI, A.J.F.; LEE, K.C.; MARTINEZ, J.A.; MORCHED, A.S.; MORK, B.A.; PARNIANI, M.; SARSHAR, A.; SHIRMOHAMMADI, D.; WALLING, R.A.; WOODFORD, D.A. *Transactions on Power Delivery*, IEEE, Volume 11 Issue: 3, July 1996.

16.41 GCPS/CTST/GTCP. *Crítérios e procedimentos para planejamento de sistemas de transmissão - documento básico Regiões N/NE/S/SE*. Rio de Janeiro: Eletrobrás, dez. 1996.

16.42 SGC/GTCP/CTST/GCPS, *Avaliação de confiabilidade do sistema planejado para 1995*, Eletrobrás, NT GCPS/SGC-002/96, Rio de Janeiro, Dez 1996.

16.43 SGCONF/GTMC/SCEN/GCOI, *Análise de confiabilidade de geração no horizonte do plano de operação para 1996*, Relatório SCEN-GTMC, 02/96, Eletrobrás, Rio de Janeiro, Dez 1996.

16.44 GCOI/SCO/Comissão para Atualização/Revisão da Recomposição do Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste. *Filosofia de recomposição do sistema sul/sudeste/centro-oeste*. Relatório 01/1997. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1997.

16.45 GCOI/SCEL/GTAD/FT-RISCA. *Representação dos limites operacionais da tensão no sistema S/SE/CO para estudos de riscos*. Relatório SCEL/GTAD 04/97. Rio de Janeiro: Eletrobrás, dez. 1997.

16.46 MARTINEZ, Juan Antonio. Computer analysis of power system transients-selected readings. IEEE, 1997.

16.47 IEEE. *Modeling and Analysis of System Transients Using Digital Programs*. IEEE PES Special Publication, 1998.

16.48 MARTINEZ-VELASCO, Juan. *ATP modeling of power transformers*. EEUG News, ago 1998.

16.49 SCEL/GTAD/FT-RISCA. *Previsão do risco operativo do Sistema Elétrico Brasileiro, Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste sem a interligação Norte/Sul (Resultados Preliminares)*. Relatório 01/99. Rio de Janeiro: Eletrobrás, jan. 1999.

16.50 GTAD/GTCP. *Crítérios e procedimentos para cálculo de riscos e avaliação de confiabilidade da operação e planejamento de sistemas elétricos (Minuta)*, Relatório. Rio de Janeiro: Eletrobrás, mar. 1999.

16.51 CIGRE Working Group. *Controlled switching of HVAC circuit breakers: guide for application: lines, reactors, capacitors and transformers – 1st Part*, CIGRE Working Group 13.07, ELECTRA no. 183, April/1999.

16.52 CIGRE Working Group. *Controlled switching of HVAC circuit breakers: guide for application: lines, reactors, capacitors and transformers – 2nd Part*, CIGRE Working Group 13.07 and ELECTRA no. 185, August/1999.

| Assunto | Submódulo | Revisão | Data de Vigência |
|--|-------------|----------------|-------------------|
| DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS | 23.3 | 2016.12 | 01/01/2017 |

16.53 ONS. *Estudos para reavaliação da recomposição para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste*. Relatório Técnico ONS/DPP/GPE-14/2000, vol. 1. Rio de Janeiro: ONS, fev. 2000.

16.54 CCPE/CTET/GTDC/FTET. *Procedimentos e critérios para avaliação da estabilidade de tensão do sistema de transmissão*. Rio de Janeiro: Furnas, nov. 2000.

16.55 ONS. *Requisitos mínimos de frequência para novos geradores*, Relatório Técnico ONS RE-3/081/2000, Rio de Janeiro: dez. 2000.

16.56 ONS. *Estudos para reavaliação da recomposição para as regiões Norte e Nordeste*. Relatório Técnico ONS RE-3/077/2000, vol. 2. Rio de Janeiro: ONS, abril 2001.

16.57 ONS. *Desempenho probabilístico de linhas de transmissão no Brasil*, ONS RE-2.1/033/2001, Projeto 3.3.2 - Confiabilidade da Rede Básica, Rio de Janeiro: out. 2001.

16.58 UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE, *Procedimentos e critérios para análise de confiabilidade preditiva composta probabilística de sistemas elétricos de potência de grande porte*, Instituto de Computação, Relatório Técnico RT-06/04, UFF, Niterói, Junho, 2004, <http://www.ic.uff.br/PosGrad/RelatTec/reltec04.html>.

16.59 PEELO, D. F. - *Current Interruption Using High Voltage Air-brake Disconnectors*, PhD Thesis – Dublin, Ireland, 2004.

16.60 ABNT. *Equipamentos de Alta Tensão – Parte 100: Disjuntores de Alta Tensão de Corrente Alternada*, NBR IEC 62271-100, 04/01/2007.

16.61 ONS. *Representação de transformadores em pu considerando-se o choque de bases*. Nota Técnica ONS NT-3/096/2009. Rio de Janeiro: ONS, jun. 2009.

16.62 ONS NT 009/2016. Instruções para realização de Estudos e Medições de QEE relacionados aos Novos Acessos à Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras.