



**Operador Nacional
do Sistema Elétrico**

Submódulo 23.3

Diretrizes e critérios para estudos elétricos

Rev. Nº.	Motivo da revisão	Data de aprovação pelo ONS	Data e instrumento de aprovação pela ANEEL
0.0	Este documento foi motivado pela criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico.	23/07/2001	25/03/2002 Resolução nº 140/02
0.1	Atendimento à Resolução Normativa ANEEL nº 115 de 29 de novembro de 2004.	10/10/2005	—
0.2	Adequações à Resolução Normativa ANEEL nº 191 de 12 de dezembro de 2005 e aos editais de licitação de serviço público de transmissão.	22/01/2007	25/09/2007 Resolução Autorizativa nº 1051/07
1.0	Versão decorrente da Audiência Pública nº 049/2008, submetida para aprovação em caráter definitivo pela ANEEL.	17/06/2009	05/08/2009 Resolução Normativa nº 372/09
1.1	Atendimento à Resolução Normativa ANEEL nº 395 de 15 de dezembro de 2009.	18/06/2010	15/09/2010 Despacho SRT/ANEEL nº 2744/10
2.0	Versão decorrente da Audiência Pública nº 002/2011.	01/12/2010	09/11/2011 Resolução Normativa nº 461/11

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

1	INTRODUÇÃO	4
2	OBJETIVO	5
3	ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO	5
4	RESPONSABILIDADES.....	6
4.1	DA EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE	6
4.2	DO OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS.....	6
4.3	DOS AGENTES DE TRANSMISSÃO, CONSUMIDORES LIVRES OU POTENCIALMENTE LIVRES CONECTADOS À REDE BÁSICA, AGENTES DE GERAÇÃO DETENTORES DE USINAS CLASSIFICADAS COMO TIPO I OU TIPO II E AGENTES DE IMPORTAÇÃO OU EXPORTAÇÃO DE ENERGIA.....	6
4.4	DOS AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO.....	6
4.5	DOS AGENTES DE GERAÇÃO DETENTORES DE USINAS CLASSIFICADAS COMO TIPO III	6
5	DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA.....	6
5.1	ASPECTOS GERAIS	6
5.2	DIRETRIZES PARA ESTUDOS EM SISTEMAS DE CORRENTE ALTERNADA (CA)	7
5.3	CRITÉRIOS PARA ESTUDOS EM SISTEMAS DE CORRENTE ALTERNADA.....	10
5.4	DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS EM SISTEMAS DE CORRENTE CONTÍNUA	13
6	DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	15
7	DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO	16
7.1	ASPECTOS GERAIS	16
7.2	DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA OS ESTUDOS.....	17
8	DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE ESTABILIDADE ELETROMECCÂNICA..	17
8.1	ASPECTOS GERAIS	17
8.2	DIRETRIZES PARA ESTUDOS EM SISTEMAS CA.....	18
8.3	CRITÉRIOS PARA ESTUDOS EM SISTEMAS CA.....	21
8.4	DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELETROMECCÂNICOS DE FECHAMENTO DE PARALELO..	22
8.5	DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELETROMECCÂNICOS DE FECHAMENTO DE ANEL	22
8.6	DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELETROMECCÂNICOS DE SOBRETENSÕES DINÂMICAS ..	23
8.7	DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELETROMECCÂNICOS DE RELIGAMENTO AUTOMÁTICO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	25
8.8	DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE ALÍVIO DE CARGA POR SUBFREQUÊNCIA	27
8.9	DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE ALÍVIO DE GERAÇÃO POR SOBREFREQUÊNCIA	29
8.10	DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS EM SISTEMAS CC	30
9	DIRETRIZES PARA ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS SOB CONDIÇÕES DE MANOBRA.....	33
9.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	33
9.2	ESTUDOS DE MANOBRAS EM EQUIPAMENTOS	35
9.3	REPRESENTAÇÃO EQUIVALENTE DA REDE ELÉTRICA	46
9.4	DIRETRIZES PARA ESTUDOS EM SISTEMAS CC	47
9.5	CONTEÚDO ESSENCIAL DOS RELATÓRIOS TÉCNICOS DO ESTUDO.....	47
10	CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS SOB CONDIÇÕES DE MANOBRA.....	49
10.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	49

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

10.2	CRITÉRIOS RELATIVOS AOS PÁRA-RAIOS	49
10.3	CRITÉRIOS RELATIVOS A TRANSFORMADORES E AUTOTRANSFORMADORES.....	50
10.4	CRITÉRIOS RELATIVOS A REATORES EM DERIVAÇÃO.....	51
10.5	CRITÉRIOS RELATIVOS A BANCO DE CAPACITORES EM DERIVAÇÃO.....	51
10.6	CRITÉRIOS RELATIVOS A BANCO DE CAPACITORES SÉRIE FIXOS E CONTROLADOS	52
10.7	CRITÉRIOS RELATIVOS A DISJUNTORES	52
10.8	CRITÉRIOS RELATIVOS A MÁQUINAS SÍNCRONAS	52
10.9	CRITÉRIOS RELATIVOS A LINHAS DE TRANSMISSÃO	53
10.10	EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO	53
11	DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE SEGURANÇA DE TENSÃO	55
12	DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE RECOMPOSIÇÃO DO SISTEMA	57
12.1	ASPECTOS GERAIS.....	57
12.2	ESTUDOS EM REGIME PERMANENTE.....	58
12.3	ESTUDOS DE ESTABILIDADE ELETROMECCÂNICA.....	61
12.4	ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS.....	63
13	DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA	63
13.1	ASPECTOS GERAIS.....	63
13.2	ESTUDOS DE COMPORTAMENTO HARMÔNICO	64
13.3	ESTUDOS DO EFEITO DE FLUTUAÇÃO DE TENSÃO.....	65
13.4	ESTUDOS DE VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO (VTCD).....	66
14	DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE CONFIABILIDADE	66
14.1	PREMISSAS GERAIS	67
14.2	DIRETRIZES DE MODELAGEM	71
14.3	DIRETRIZES PARA O TRATAMENTO DE DADOS DETERMINÍSTICOS E ESTOCÁSTICOS.....	77
14.4	DIRETRIZES PARA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL	78
14.5	DIRETRIZES PARA REGISTRO DE RESULTADOS.....	84
14.6	CRITÉRIOS PARA A DIAGNOSE DOS NÍVEIS DE RISCO PROBABILÍSTICO.....	84
15	DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA E DE CONTROLE CARGA-FREQUÊNCIA	86
15.1	ESTUDOS DE RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA.....	86
15.2	ESTUDOS DE CONTROLE CARGA-FREQUÊNCIA	87
16	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	93

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

1 INTRODUÇÃO

1.1 Os estudos elétricos de rede de simulação¹ são realizados para a avaliação das solicitações de acesso à rede básica, a elaboração de proposta de ampliações e reforços desta rede, a elaboração de estudos de planejamento e programação da operação elétrica, de estudos pré-operacionais, de comissionamento e de proteção, bem como para operação e análise da operação elétrica (cf. Módulos 3, 4, 6, 10, 11, 21 e 22 dos *Procedimentos de Rede*). A análise de situações elétricas específicas deve fazer parte do escopo dos 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 Essas diretrizes e esses critérios devem ainda ser compatíveis com os padrões de desempenho e requisitos definidos no Módulo 2 *Requisitos mínimos para instalações e gerenciamento de indicadores de desempenho* e no Submódulo 3.6 *Requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica*.

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

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

1.6 Os agentes de geração considerados neste submódulo são aqueles detentores, por concessão ou autorização, de usinas classificadas como Tipo I – Programação e despacho centralizados, Tipo II – Programação centralizada e despacho não centralizado ou Tipo III – Programação e despacho não centralizados, 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 e gerenciamento de indicadores de desempenho*;
- (b) Submódulo 2.3 *Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos*;
- (c) Submódulo 2.8 *Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes*;
- (d) Módulo 3 *Acesso aos sistemas de transmissão*;
- (e) Submódulo 3.6 *Requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica*;
- (f) Módulo 4 *Ampliações e reforços*;
- (g) Submódulo 5.6 *Consolidação da previsão de carga para a elaboração do Programa Mensal da Operação Energética*;
- (h) Módulo 6 *Planejamento e programação da operação elétrica*;
- (i) Submódulo 7.2 *Planejamento anual da operação energética*;
- (j) Módulo 8 *Programação diária da operação eletroenergética*;
- (k) Módulo 10 *Manual de Procedimentos da Operação*;

¹ Submódulo 23.2

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (l) Módulo 11 *Proteção e Controle*;
- (m) Submódulo 11.2 Avaliação de desempenho dos sistemas de proteção;
- (n) Submódulo 11.3 Estudos de curto-circuito;
- (o) Submódulo 18.2 *Relação de sistemas e modelos computacionais*;
- (p) Módulo 21 *Estudos para reforço da segurança operacional elétrica, controle sistêmico e integração de instalações*;
- (q) Módulo 22 *Análise de ocorrências e perturbações*;
- (r) Submódulo 23.2 *Critérios para definição das redes do Sistema Interligado Nacional*;
- (s) Submódulo 23.4 *Diretrizes e critérios para estudos energéticos*;
- (t) Submódulo 25.8 *Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções de transmissão e geração*; e
- (u) 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 para a realização dos seguintes estudos elétricos referentes à rede de simulação:

- (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 de carga-frequência.

3 ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO

3.1 Adequação do item 5.3.1 para torná-lo mais aderente à Resolução CMSE nº 1 de 25 de janeiro de 2005.

3.2 Adequação dos itens 5.3.2.6, 5.3.2.7 e 6.1 para melhor compreensão do texto.

3.3 Eliminação dos itens 5.3.6.4, 5.3.6.5 e 12.1.2.1 por se tratarem de premissas dos processos relacionados e já constarem dos respectivos módulos.

3.4 Complementação do antigo item 8.3.3, que passa a ser o item 8.2.13 por se tratar de uma diretriz.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

4 RESPONSABILIDADES

4.1 Da 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 manter atualizadas as diretrizes e os critérios utilizados nos estudos elétricos.

4.2 Do 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 Dos agentes de transmissão, consumidores livres ou potencialmente livres conectados à rede básica, agentes de geração detentores de usinas classificadas como Tipo I ou Tipo II e agentes de importação ou exportação de energia

- (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 Dos 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 Dos agentes de geração detentores de 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.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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.

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* – 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 que são pertinentes ao objetivo da avaliação, entre as quais, carga pesada, média, leve e mínima.

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

5.2.2 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.

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

5.2.3 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 perda de carga e sem violações inadmissíveis dos limites de tensão e de carregamento.

5.2.3.1 Na análise de contingências dos estudos de ampliações e reforços, o desempenho elétrico deve ser verificado nas seguintes situações:

- (a) imediatamente após o desligamento de elemento(s) do sistema, quando se considera a atuação da regulação de tensão em barras controladas por unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos, e após a atuação dos tapes de transformadores com comutação sob carga que operem no modo automático;
- (b) quando a situação antes da atuação dos tapes de transformadores com comutação sob carga que operem no modo automático implicar corte de carga, essa situação deverá ser considerada na análise; e
- (c) após a atuação dos controles automáticos, onde deve ser considerada a viabilidade de adoção de medidas operativas que dependem da ação humana, tais como as indicadas no item 5.2.3.2 a seguir.

5.2.3.2 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) a alteração de ângulo nos transformadores defasadores;
- (d) o redespacho de potência ativa em unidades geradoras;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

(e) o remanejamento de carga.

5.2.3.3 Na análise de contingências dos estudos de planejamento e programação da operação elétrica, pré-operacionais e de comissionamento, 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) no instante em que são consideradas as medidas operativas que dependem da ação humana, tais como as indicadas no item 5.2.3.4 a seguir.

5.2.3.4 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;
- (f) a alteração da potência transferida através de elos de corrente contínua;
- (g) a separação 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.

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

5.2.5 Na análise de contingências devem ser consideradas também as saídas de linhas de transmissão de circuito duplo² e as saídas simultâneas de linhas de transmissão de circuito simples que compartilhem a mesma faixa de passagem, ou que atravessem regiões onde há ocorrência de fenômenos naturais e/ou queimadas que possam atingi-las, ou ainda por perdas de seções de barras em subestações, devendo-se ponderar as condições descritas a seguir:

- (a) a contingência apresentar evidência estatística de ocorrência³;
- (b) a análise de contingências identificar um nível de consequência inadmissível ao SIN e à sociedade, previamente quantificado no escopo dos estudos, caracterizando, pelo menos, um dos seguintes aspectos:
 - (1) instabilidade de potência, frequência ou tensão numa região geográfica (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste);

² Dois circuitos que compartilham a mesma torre.

³ Valores verificados de ocorrência de perdas múltiplas da ordem de grandeza dos valores verificados de ocorrência de perdas simples.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (2) nível de interrupção de carga, abrangência da interrupção (SIN, região geográfica, unidade da federação, capital, pólo industrial), população afetada, ou possibilidade de danos a equipamentos.

5.2.6 Nos estudos de programação de intervenções em instalações da rede de operação, devem ser consideradas as seguintes condições:

- (a) perda de um único elemento do sistema elétrico (linha de transmissão, transformador ou outro equipamento);
- (b) saída simultânea dos dois circuitos das linhas de transmissão que compartilham a mesma torre (circuito duplo), quando essa contingência apresentar evidência estatística de ocorrência³ e provocar, pelo menos, um dos seguintes eventos:
- (1) instabilidade de potência, frequência ou tensão numa região geográfica (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste);
 - (2) interrupção de carga superior a 30% do valor previsto para a carga média, respeitando o valor máximo de 1000MW em áreas metropolitanas de capitais, ou superior a 25% do valor previsto para a carga média, respeitando o valor máximo de 1500MW em estados da federação, ou superior a 100MW em pólos industriais;
 - (3) atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC numa região geográfica (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste); em casos excepcionais poderá ser admitida a atuação de até dois estágios do referido esquema;
 - (4) restrição nas transferências energéticas que ponha em risco o atendimento de uma região geográfica, unidade da federação ou capital;
- (c) perdas duplas de linhas de transmissão ou de equipamentos principais – quando um único evento puder levar ao desligamento simultâneo dessas linhas ou equipamentos –, perdas de seções de barras, perdas simples de linhas de transmissão ou equipamentos principais seguidas de falha de disjuntor, quando a contingência apresentar evidência estatística de ocorrência³ e ocasionar pelo menos uma das consequências apontadas a seguir:
- (1) instabilidade de potência, frequência ou tensão numa região geográfica (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste);
 - (2) interrupção de carga superior a 30% do valor previsto para a carga média, respeitando o valor máximo de 1000MW em áreas metropolitanas de capitais, ou superior a 25% do valor previsto para a carga média, respeitando o valor máximo de 1500MW em estados da federação, ou superior a 100MW em pólos industriais;
 - (3) atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC numa região geográfica (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste); em casos excepcionais poderá ser admitida a atuação de até dois estágios do referido esquema;
 - (4) restrição nas transferências energéticas que ponha em risco o atendimento de uma região geográfica, unidade da federação ou capital.

5.2.7 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, de acordo com a Resolução CMSE⁴ nº 001, de 25 de janeiro de 2005, e a regulamentação sucedânea.

⁴ Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico, subordinado ao Ministério de Minas e Energia.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

5.2.8 Nos estudos de ampliações e reforços deve ser avaliada a necessidade de compensação reativa *shunt* onde a abertura de linhas é usada de forma sistemática para o controle adequado de tensão ou nas situações onde essas aberturas de linhas possam comprometer a confiabilidade e a segurança do SIN.

5.3 Critérios para estudos em sistemas de corrente alternada

5.3.1 Segurança sistêmica

5.3.1.1 O desempenho do sistema deve ser tal que, ao longo do horizonte de estudo, não haja violação dos critérios estabelecidos neste submódulo e a conseqüente necessidade de corte de carga provocada pela ocorrência de contingências simples (critério n-1), e pelas perdas duplas e saídas simultâneas descritas nos itens 5.2.5 e 5.2.6 deste submódulo.

5.3.1.2 Em situações excepcionais, devidamente fundamentadas em análise técnica ou técnico-econômica e previamente submetidas ao Poder Concedente ou à ANEEL, poderão ser utilizados critérios mais restritivos ou menos restritivos. Essas situações excepcionais estão relacionadas, mas não restritas, a:

- (a) cenários energéticos desfavoráveis, conforme as avaliações eletroenergéticas conduzidas no âmbito do planejamento da operação energética, em especial o programa mensal de operação e suas revisões semanais (Submódulo 7.3), a programação elétrica mensal (Submódulo 6.4) e as diretrizes da operação elétrica quadrimestral (Submódulo 6.3);
- (b) restrições do sistema de transmissão vigente, em especial a integração de sistemas elétricos isolados ao SIN;
- (c) atendimento a cargas através de sistemas de transmissão radiais singelos ou de um único transformador;
- (d) situações conjunturais conforme item 5.2.7.

5.3.1.3 O critério mais restritivo ou menos restritivo a ser adotado, seu contexto e seu período de aplicação devem ser registrados em nota técnica.

5.3.2 Níveis de tensão

5.3.2.1 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.

5.3.2.2 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.

5.3.2.3 Na análise de contingências dos estudos de ampliações e reforços, devem ser observados:

- (a) os limites de tensão identificados como *condição operativa normal* na Tabela 1, nas barras de conexão à rede básica de agentes de distribuição e de consumidores livres ou potencialmente livres; e
- (b) os limites de tensão identificados como *condição operativa de emergência* na Tabela 1, nas demais barras da rede básica.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

Tabela 1 – Tensões entre fases admissíveis⁵ 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.

5.3.2.4 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 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.

5.3.2.5 Os limites de tensão nas barras de conexão à rede básica de agentes de distribuição e de consumidores livres ou potencialmente livres 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.

5.3.2.6 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.) fica limitada a 5% da tensão nominal de operação.

5.3.2.7 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 conexão à rede básica de agentes de distribuição e de consumidores livres ou potencialmente livres.

5.3.3 Fator de potência nos pontos de conexão à rede básica

5.3.3.1 Os estudos de ampliações e reforços e de planejamento da operação elétrica de médio prazo devem observar nos pontos de conexão à rede básica de agentes de distribuição e de

⁵ As faixas de tensão para as tensões nominais de operação compreendidas entre 230 e 525kV são compatíveis com aquelas praticadas nos processos de licitação que incorporam novos equipamentos à rede básica.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

consumidores livres ou potencialmente livres, o atendimento aos limites operacionais de fator de potência estabelecidos no Submódulo 3.6.

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

5.3.4 Limites para controle de potência reativa

5.3.4.1 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.

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

5.3.5 Limites de carregamento de capacitores série

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

5.3.5.2 Na falta dessas informações, devem ser utilizados os valores indicativos constantes da Tabela 2.

Tabela 2 – Limites indicativos de sobrecarga em capacitores série⁶

Sobrecarga em relação à corrente nominal	Tempo	Intervalo entre sobrecargas
10 %	8 horas	12 horas
35 %	30 minutos	6 horas
50 %	10 minutos	2 horas

5.3.6 Limites de carregamento de linhas de transmissão

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

5.3.6.2 Para novas linhas de transmissão a serem incorporadas à rede básica, devem ser utilizados os limites de carregamento definidos no processo de licitação ou autorização. Na falta desses valores, devem ser utilizados valores indicativos de capacidade operativa de longa duração e de curta duração, que são definidos a partir da metodologia estabelecida pela Resolução Normativa ANEEL nº 191, de 12 de dezembro de 2005, e sucedâneas.

⁶ Norma IEC60143-1 *Series capacitors for power systems* e editais de licitação de serviço público de transmissão.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

5.3.6.3 Os critérios relacionados aos limites de carregamento de linhas de transmissão estão estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL nº 191, de 12 de dezembro de 2005, e sucedâneas.

5.3.7 Limites de carregamento de transformadores e autotransformadores

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

5.3.7.2 Para novos de transformadores e autotransformadores devem ser utilizados os limites de carregamento definidos no processo de licitação ou autorização. Na falta desses valores, devem ser utilizados valores indicativos de capacidade operativa de longa duração e de curta duração, que são definidos a partir da metodologia estabelecida pela Resolução Normativa ANEEL nº 191, de 12 de dezembro de 2005, e sucedâneas.

5.3.7.3 Os critérios relacionados aos limites de carregamento de transformadores e autotransformadores estão estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL nº 191, de 12 de dezembro de 2005, e sucedâneas.

5.4 Diretrizes e critérios para estudos em sistemas de corrente contínua

5.4.1 Os parâmetros elétricos e do sistema de controle dos sistemas CC *back-to-back* – ou ponto a ponto – são os constantes em bancos de dados do ONS, eventualmente complementados pelas informações dos agentes.

5.4.2 Estudos em carga pesada e leve devem ser realizados para verificar a máxima potência possível de ser transmitida em cada estágio do sistema CC e no sistema completo.

5.4.3 Caso o sistema CC seja especificado para sobrecargas de curta duração ou de longa duração, com temperaturas inferiores às especificadas para a potência nominal, os efeitos sobre a compensação reativa e o controle de tensão nas subestações adjacentes devem ser avaliados.

5.4.4 Disposição modular das conversoras:

- (a) a operação em condições degradadas do elo CC com máxima utilização dos equipamentos remanescentes, com aproveitamento dos esquemas possíveis de manobra quanto a paralelismo de pólos e bipolos, de conversores e linhas CC, pode ser possível dependendo do projeto das estações conversoras (vide IEC Report 919-1988);
- (b) algumas das condições possíveis que devem ser estudadas a fim de se obter transmissão de máxima potência, considerando as limitações dos equipamentos, são as seguintes:
 - (1) a operação monopolar, com retorno pela terra, que depende de limitações de injeção corrente *versus* tempo nos eletrodos;
 - (2) a operação monopolar com retorno metálico;
 - (3) a operação degradada com mais de um bipolo:
 - (i) nesse caso, deve ser verificado se o desempenho do sistema CA/CC/CA é satisfatório com a máxima potência permitida pelos equipamentos remanescentes quando da indisponibilidade de um ou mais pólos de conversores ou de linha CC, otimizando as manobras de paralelismos; por exemplo, a opção de operação paralela de pólos de conversores de igual tensão é considerada tradicionalmente quando da saída de pólos de linhas CC, para manter a confiabilidade da transmissão CC;
 - (ii) o impacto desse tipo de operação no aumento das perdas na transmissão deve ser avaliado, e a queda de tensão resultante não deve comprometer os

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

limites de tensão de corrente alternada (CA) estabelecidos para as subestações inversora e retificadora.

5.4.5 Tensão CC de operação:

- (a) nos estudos elétricos, deve ser analisada a operação do sistema CC com tensão CC nominal e reduzida, cujos valores devem ser informados pelos agentes ao ONS; nesses casos, deve ser verificado se o desempenho do sistema CA/CC/CA e a compensação reativa vigente são satisfatórios.

5.4.6 Transformadores conversores:

- (a) para efeito de estudo, deve ser analisada a faixa de variação dos tapes dos transformadores conversores dos terminais retificador e inversor para todas as condições de operação do sistema CC, de modo a verificar se o desempenho do sistema CA/CC/CA e sua compensação reativa são satisfatórios;
- (b) esses valores devem ser informados pelos agentes ao ONS.

5.4.7 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.

5.4.8 Controle do sistema CC:

- (a) deve ser analisada a operação do sistema CC em controle de potência e/ou corrente constante para diversas condições de operação, tanto para tensão CC nominal como para tensão reduzida;
- (b) as características de controle utilizadas pelo sistema CC devem ser informadas pelo agente ao ONS.

5.4.9 Ângulo de disparo do terminal retificador:

- (a) para cada sistema CC convencional ou do tipo CCC⁷ deve ser definida a faixa de operação do ângulo de disparo do terminal retificador e seus valores de operação nominal e mínimo;
- (b) essa informação deve ser fornecida pelos agentes ao ONS.

5.4.10 Ângulo de extinção do inversor:

- (a) para cada sistema CC convencional ou CCC deve ser definida a faixa de operação do ângulo de extinção do terminal inversor e seu valor mínimo de operação;
- (b) essa informação deve ser fornecida pelos agentes ao ONS.

5.4.11 O sistema CC deve ser capaz de operar sob condições nominais para uma dada faixa de tensão nas barras das subestações retificadora e inversora. Essa faixa corresponde às tensões máximas e mínimas especificadas para essas subestações. O estudo deve considerar situações de contingência simples em qualquer terminal do elo CC.

5.4.12 Em condição operativa normal, a faixa para as tensões CA nos terminais retificador e inversor deve ser limitada aos valores da Tabela 1, em função da tensão nominal de operação de cada um dos terminais, exceto em situações especiais de operação oriundas de requisitos do sistema.

5.4.13 A diretriz operativa para as tensões CA nos terminais retificador e inversor deve ser definida com a anuência do agente, respeitada a limitação citada no item 5.4.12 deste submódulo.

⁷ Capacitor commuted converter

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

5.4.14 Caso se faça opção pelo funcionamento em tensão reduzida, deve ser analisado o seu efeito no dimensionamento dos transformadores conversores e na compensação reativa.

5.4.15 Para efeito dos estudos elétricos, a margem de corrente pode ser considerada igual a 10% da corrente nominal.

5.4.16 A tensão CC nominal por pólo ou bipolo deve ser definida no terminal da linha CC no retificador, no sentido de maior transmissão de potência.

5.4.17 Nos estudos elétricos, a relação entre o suporte reativo estático nos terminais – expressa em Mvar e com os filtros incluídos – e a potência de curto-circuito nos terminais deve ser inferior a 0,25Mvar/MVA.

5.4.17.1 Este critério busca afastar a condição de ressonância para além da segunda harmônica, longe, portanto, da frequência de atuação dos controles, uma vez que os controles rápidos modernos podem amortecer a segunda harmônica. Contudo, essa medida é conveniente para conversoras que operem com baixa potência de curto-circuito em relação à potência transmitida – *short circuit ratio* (SCR) –, com a perspectiva de instabilidade de tensão e de alta sensibilidade da tensão CA à variação de susceptância.

5.4.18 O chaveamento de bancos de filtros e/ou capacitores não deve ocasionar variações de tensão a frequência fundamental nas barras CA retificadora e inversora superiores a 5% da tensão nominal de operação.

5.4.18.1 Essa restrição deve ser observada na operação com a menor SCR, como, por exemplo, durante contingência simples na rede externa.

5.4.19 A relação entre a potência de curto-circuito no barramento CA das conversoras – da qual se subtraem as potências dos bancos de capacitores e filtros – e a potência CC do terminal não deve ocasionar problemas para o desempenho satisfatório dos controles CC.

6 DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

6.1 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. As diretrizes e os critérios apresentados nos itens 5.2 e 5.3 e complementados neste item para os estudos de FPO são aplicados a estudos específicos descritos nos Módulos 4 e 6.

6.2 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 LTC⁸ 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.

6.3 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.

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

6.5 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.

⁸ On load tap changer.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

6.6 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.

6.7 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.

6.8 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.

6.9 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.

6.10 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;
- (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, basicamente, a verificar a evolução dos níveis de curto-circuito nas barras da rede básica e Demais Instalações de Transmissão – DIT, a verificar a adequabilidade dos disjuntores para essa rede quanto à sua capacidade de interrupção de corrente simétrica, a proporcionar os ajustes e a coordenação de sistemas de proteção, bem como a 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.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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

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

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

- (a) de variações iguais ou superiores a 30% dos níveis de curto-circuito, para identificar as obras que as motivaram; e
- (b) de variações iguais ou superiores a 10%, a fim de indicar as eventuais alterações nos ajustes de proteção.

7.2.5 Os estudos para verificar a superação de capacidade dos disjuntores da rede básica e das DIT são realizados para a corrente de interrupção simétrica.

7.2.5.1 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.

7.2.5.2 Quando esse nível atinge o valor de 100%, deve ser efetuado um estudo mais detalhado, definido como *line-out*, em que se busca identificar a efetiva corrente passante pelo disjuntor.

7.2.5.3 Caso essa corrente atinja um valor de 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”.

7.2.6 O ONS indica, conforme critério estabelecido no item 6.3.1 do Submódulo 11.3, os disjuntores com problemas potenciais 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 eles ou com o sistema. Dependendo da natureza e da duração do distúrbio, o comportamento

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

eletromecânico das unidades geradoras pode ser amortecido ou não, terminando 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, compensadores estáticos, TCSC⁹, sistemas CC, modelos de carga, proteções e demais equipamentos de controle são os constantes em bancos de dados do ONS e complementados pelas informações dos agentes.

8.1.3 As diretrizes e os critérios apresentados nos itens 5.2 e 5.3 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 incompleta¹⁰ 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 5.2.4, 5.2.5, 5.2.6 e 5.2.7 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.

⁹ Thyristor controlled series capacitor

¹⁰ Submódulo 6.6

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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 pólos lisos, com saturação e enrolamentos amortecedores;
- (b) os geradores hidroelétricos devem ser representados pelo modelo de máquina de pólos 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;
- (i) os sistemas de CC devem ser representados com base no estabelecido no item 8.10 deste submódulo;
- (j) os equipamentos FACTS¹¹ 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-

¹¹ Flexible AC transmission system

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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 ao sistema de novas centrais geradoras, 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 sobreexcitação, 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 3. 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.

Tabela 3 – 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
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.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

8.2.13 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).

8.2.13.1 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.

8.2.13.2 Nesse contexto, o capacitor série deve ser representado por¹²:

- (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.

8.3 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 5.2.4 e 5.2.5 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 e sem corte de carga. 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, $V_{\text{final}} \geq [V_{\text{inicial}} - 10\% V_{\text{nop}}]$;

¹² 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	2.0	11/11/2011

- (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.

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

8.4.1 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 4 (em vazio).

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 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 – mais longo que o eixo de um hidrogenador – 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.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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

8.5.3 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%.

8.5.4 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.

8.5.5 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 evitarem 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 parâmetros¹³ da rede com a frequência;
- (b) modelo de máquina síncrona abrangendo enrolamentos amortecedores, saturação e reguladores de tensão (vide alíneas (a) e (b) do item 8.2.7 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 auto-excitação 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 auto-excitação 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 auto-excitação, 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.

8.6.2.3 As simulações devem ser estendidas, pelo menos, por um período de até pelo menos 8 (oito) segundos, em que 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.

¹³ 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	2.0	11/11/2011

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

- rejeição de carga simples, direta e inversa, esta última consistindo numa abertura de um único terminal de linha;
- 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;
- curto-circuito fase à terra, seguido de rejeição da carga, a não ser que as máquinas envolvidas diretamente sejam do tipo regulador estático e *celling* variável com a tensão terminal (*bus fed*), caso em que se considera somente a rejeição de carga; e
- perda não simultânea de compensador síncrono, estático, reator, transformador ou consumidor de grande porte.

8.6.5 Para o estabelecimento de níveis aceitáveis de sobretensões dinâmicas, o principal critério é que tais valores não prejudiquem a integridade de qualquer equipamento do sistema.

8.6.6 Os valores máximos admissíveis para essas sobretensões devem ser 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.

8.6.6.1 Não se deve levar em conta a suportabilidade dos pára-raios, que deve ser objeto de estudos específicos.

8.6.7 Os valores máximos admissíveis devem ser fornecidos pelos agentes. Na ausência desses valores, devem ser utilizados os limites máximos de tensão indicados na Tabela 4 e na Tabela 5.

Tabela 4 – Sobretensões dinâmicas e sustentadas admissíveis a 60Hz

Tensão nominal de operação ⁽¹⁾	Tensão máxima sem elementos saturáveis		Tensão máxima com elementos saturáveis		Máxima tensão sustentada em vazio	
	(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	380 ou 398 ⁽³⁾	1,10 ou 1,15 ⁽³⁾
440	645	1,47	616	1,40	484 ou 506 ⁽³⁾	1,10 ou 1,15 ⁽³⁾
500	770	1,54	735	1,47	575 ou 600 ⁽³⁾	1,15 ou 1,20 ⁽³⁾
525	770	1,47	735	1,40	575 ou 600 ⁽³⁾	1,10 ou 1,15 ⁽³⁾
765	1120	1,46	1070	1,40	800	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.

(3) Em terminal aberto de linha de transmissão.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

Tabela 5 – 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⁾						
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	1,46	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.

(3) Valores normalizados de acordo com a ABNT¹⁴.

(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.

8.7 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:

- manutenção da estabilidade eletromecânica das máquinas síncronas presentes no sistema, ocasião em que o religamento automático se torna ainda mais importante; e
- 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 levadas em conta 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.

¹⁴ 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	2.0	11/11/2011

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 levados em conta 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 disjuntores utilizados na linha de transmissão; o religamento monopolar é o menos severo entre os tipos considerados;
- (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;
- (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 3.
- (g) para o tempo morto, deve ser utilizada a avaliação obtida de simulações de estudos de transitórios eletromagnéticos e, na falta desses estudos, podem ser utilizados valores de 500ms e 800ms para religamentos tripolares e monopolares, respectivamente.
- (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.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

8.7.6 Para unidades termoeletricas, em religamentos automáticos de linhas de transmissão o fator relevante é a fadiga cíclica a que o material do eixo do turbogerador – bem mais longo que o eixo de um hidrgerador – 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 termoeletricas.

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 causada pela fadiga cíclica do material do eixo for inferior a 0,01%, ou a outro limite informado pelo agente ao ONS.

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;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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 adicionais de carga 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 desses novos ajustes;
 - (4) verificação da possibilidade de ocorrerem atuações desnecessárias.
- (f) análises para determinar as potências sincronizadas mínimas nas usinas ou conjuntos de usinas, no caso de se atingir o limite de carga que pode ser desligado, 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 para avaliação 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 dimensionamento dos estudos de 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%.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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 observada após os distúrbios deve ser de 57,0Hz.

8.8.4.1 Nas situações de difícil contorno, devem ser analisados esquemas alternativos, que abrangam também ilhamento de térmicas.

8.8.4.2 Nesses esquemas, a frequência mínima pode atingir valores de até 56,0Hz nas ilhas com geração apenas hidráulica.

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:
 - (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;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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:
- (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 CC

8.10.1 Para os estudos em sistemas CC deve-se realizar simulação da influência e do comportamento de um elo de corrente contínua em um sistema CA. A simulação deve permitir representar a modulação de grandeza da rede CA, do sistema CCC¹⁵ *back-to-back* ou ponto-a-ponto (Icc, Vcc), bem como do sistema CC convencional, cuja representação possibilita melhorar a estabilidade do sistema, em função da grande velocidade de resposta de seus controles.

¹⁵ Capacitor commuted converter

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

8.10.2 Para a faixa de tensões CA estabelecida para as barras retificadora e inversora, o sistema deve ser planejado para operar num nível de tensão CC inferior ao valor nominal (tensão reduzida). Busca-se, assim, eliminar um curto-circuito nos isoladores estabelecido entre o condutor e a terra, depois de tentativas, sem sucesso, de religamento a plena tensão.

8.10.3 Sobrecarga no sistema CC:

- (a) deve ser avaliada a necessidade de sobrecarga de curta duração no sistema CC para que se obtenha um desempenho estável para o sistema de transmissão diante de situação de faltas nos sistemas CC e CA.

8.10.4 Recuperação da potência CC:

- (a) para efeito desses estudos, a recuperação da potência CC após a eliminação da falta pode ser considerada, simplificadamente, 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. Os valores mais usuais ficam na faixa de 150 a 400ms.

8.10.5 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 que representa o *Master Control* apresenta duas opções de funcionamento para o sistema CC – potência constante ou corrente constante –, com possibilidade de aplicação de sinal externo para a modulação do elo CC;
 - (2) em relação aos limites de corrente e modulação:
 - (i) a corrente de referência I_o (I_{ordem}) se limita a um valor máximo da corrente nominal do sistema CC. Esse valor varia de acordo com o projeto;
 - (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 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.

8.10.6 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.

8.10.7 O controlador de corrente (*Current Control Amplifier – CCA*) é o núcleo central do sistema de controle do elo CC, cuja função é variar o ângulo de disparo do conversor CA/CC de forma a manter a corrente no valor desejado, ou seja, a corrente de ordem I_o . Em geral, esse é um controle do tipo PI (proporcional-integral). Cada estação conversora tem o seu próprio CCA: um na retificadora e outro na inversora.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

8.10.8 O controle de disparo, cuja função é impor efetivamente o ângulo de disparo no conversor CA/CC, a partir do sinal na saída do CCA, pode ser, em geral, suprimido na análise de estabilidade eletromecânica, em função de suas baixas constantes de tempo. Se, entretanto, for representado, deve sê-lo apenas por um bloco atrasador do tipo $1/(1+sT)$, onde a constante de tempo T é menor que 10ms.

8.10.9 As limitações dos ângulos mínimos 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.

8.10.10 Os estudos de performance dinâmica 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) definir os tempos de recuperação pós-defeito no sistema CC e CA;
- (d) definir a necessidade de controle para amortecimento das oscilações sistêmicas;
- (e) definir a necessidade de controle de tensão.

8.10.11 O sistema de potência deve ser transitório e dinamicamente estável. Os estudos a ele relativos devem considerar os seguintes critérios:

- (a) em curto-circuito monofásico em elementos CA eletricamente próximos às barras conversoras:
 - (1) para curto-circuito próximo à barra inversora, deve ser assumida potência zero na linha CC durante todo o período da falta;
 - (2) para curto-circuito próximo à barra retificadora, 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), se a tensão CA de sequência positiva na barra inversora atingir valores na faixa de 70% a 80% durante a falta, pode-se assumir, de forma conservadora, que ocorrerá falha de comutação durante o período da falta. Para fins de simulação, pode-se considerar que o inversor tenha um período de potência zero de cerca de 20 a 40ms durante a falta. Após esse período, a potência CC deve ser rampeada ao seu valor original;
 - (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;
 - (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;
- (d) em relação a faltas e contingências no elo CC:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (1) para faltas monopolares temporárias na linha CC, os curtos-circuitos são eliminados em poucos milissegundos pela atuação do controle. As tentativas de religamento devem esperar cerca de 200ms (tempo estimado para a eliminação do arco) para se efetivarem. Essas tentativas devem ser representadas, sejam elas com sucesso ou sem sucesso;
- (2) para falta monopolar permanente na linha CC com o bloqueio de um pólo, deve ser avaliada a necessidade de outros pólos 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. Deve ser avaliada também a necessidade de desligamentos automáticos de filtros CA nos lados retificador e inversor, de forma a evitar sobretensões ou riscos de auto-excitação 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 colapsos de tensão próximos ao elo CC:
 - (1) o elo CC, quando operando em controle de potência, deve ter a ordem de corrente limitada para valores de tensão CC abaixo de um valor de referência, de forma a limitar o aumento da ordem de corrente, reduzir o risco do elo CC e piorar o desempenho da tensão CA em situações de colapso de tensão.

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 específicos de transitórios eletromagnéticos requeridos no Módulo 4 e no Módulo 21, assim como nos estudos de projeto básico e de superação de equipamentos.

9.1.2 Os dados para os estudos de transitórios eletromagnéticos com horizonte de até 4 (quatro) anos são os constantes no banco de dados do ONS, complementados pelas informações dos agentes.

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 fundamentais para a expansão e operação da rede básica do SIN 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 à rede básica 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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

quantificar em detalhe todos os impactos da nova instalação sobre a rede básica existente. Trata-se de uma avaliação complementar, em relação aos estudos de projeto básico, das solicitações transitórias e temporárias advindas de manobras ou da ocorrência de defeitos, na qual deve ser considerada não somente a representação detalhada dos equipamentos do sistema envolvido como também os parâmetros reais dos equipamentos correspondentes às novas instalações ("como efetivamente implementadas").

9.1.4.3 Os estudos de acesso, referentes à fase de engenharia de sistemas, são de responsabilidade do agente acessante e têm por finalidade não só definir as características para a especificação de instalações e equipamentos do próprio agente mas também 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 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 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 a avaliar a suportabilidade dos equipamentos existentes em relação às solicitações impostas pela evolução da rede como um todo. 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 obsoletos tecnologicamente 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. 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 o suficiente para permitir a representação dos fenômenos a serem analisados. Para o escopo dos estudos pré-operacionais e de recomposição, deve-se utilizar, preferencialmente, dados obtidos em ensaio ou dados do projeto específico dos componentes envolvidos ("como construído"). Na falta desses, dados do projeto básico do empreendimento devem ser utilizados. Se mesmo estes não estiverem disponíveis, dados típicos podem ser utilizados, após a sua ratificação pelos agentes proprietários dos ativos 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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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 pára-raios dos reatores *shunt* e dos reatores de neutro, casos existentes, em adição aos pára-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 pára-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 representação 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 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 pólo do disjuntor. Esse instante de tempo é adotado como tempo médio de operação de cada pólo, que deve ser representado por chave estatística com distribuição gaussiana. As dispersões em torno dos tempos médios de cada pólo 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, 1999¹⁶ e agosto, 1999¹⁷), 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.

9.2.1.7 Energização de linhas de transmissão:

¹⁶ 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.

¹⁷ 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	2.0	11/11/2011

- (a) para condição de fechamento mais crítica determinada pelas simulações probabilísticas, devem ser simuladas manobras com e sem a 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, ou seja, 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 deve ser simulada, também, 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 (Π);
 - (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;
 - (3) em certos casos como, por exemplo, linhas não transpostas e em casos de influência dominante do modo terra (ou modo de sequência zero) na resposta, pode ser requerido o modelo que considera a variação dos seus parâmetros com a frequência.

9.2.1.8 Energização de transformadores:

- (a) nos estudos pré-operacionais, a modelagem do equipamento a ser energizado deve ser suficientemente detalhada para reproduzir a característica de saturação e os parâmetros de sequência positiva e zero;
- (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) para os autotransformadores, deve ser utilizado o modelo com representação dos enrolamentos série e comum;
- (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 dado de projeto do mesmo:
 - (1) na falta dessas informações, deve-se obter do agente a ratificação de dados típicos a serem adotados;
 - (2) 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 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;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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) para estudos pré-operacionais de energização de transformadores, além das maximizações de tensões em barramentos e de energias de pára-raios, devem ser maximizadas as correntes de *inrush* de fase e de neutro;
- (h) para estudos pré-operacionais de energização de transformadores, quando se trata de energização em subestações com mais de um transformador, deve ser analisada a manobra de cada um dos transformadores com outro já energizado e com outro em vazio.
- 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 pára-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) devem ser considerados os acoplamentos capacitivos mútuos, por meio da representação adequada dos parâmetros das linhas de transmissão no trecho em análise; devem ser considerados os circuitos paralelos próximos à faixa de passagem da linha sob avaliação, bem como devem ser consideradas as transposições existentes;
- (3) os defeitos são representados por curtos-circuitos francos fase-terra;
- (d) devem ser analisadas as indisponibilidades somente 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 pára-raios representados;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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 ou ser informadas pelo agente responsável; caso não 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*;
 - (3) 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 3 do item 8.2.12 deste submódulo;
 - (4) 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;
 - (5) para representar carga residual da linha aberta, manter o curto na linha após sua total abertura e eliminá-lo no instante em que o valor eficaz da corrente de arco secundário for igual ou inferior a 20A para tempo morto de até 500ms;
 - (6) 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;
 - (7) 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);
 - (8) 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) caso haja linhas em paralelo induzindo tensões na linha sob estudo, considerar também para o cálculo do tempo morto os resultados de estudos de extinção do arco secundário (vide item 10.10 deste submódulo).

9.2.1.11 Religamento monopolar:

- (a) 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;
- (b) adicionalmente, os estudos de religamento monopolar devem quantificar os valores das correntes de neutro nas transformações eletricamente próximas à manobra, durante a operação desequilibrada;
- (c) 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 detalhadas do equipamento, que devem ser obtidas do projeto básico ou ser informadas pelo agente responsável; caso não disponíveis, realizar *by-pass* do capacitor série no terminal da linha do defeito considerando os seguintes tempos:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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*;
- (3) 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 3 do item 8.2.12 deste submódulo;
- (4) 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;
- (5) para representar carga residual da linha aberta, manter o curto na linha após sua total abertura e eliminá-lo no instante em que o valor eficaz da corrente de arco secundário for igual ou inferior a 20A para tempo morto de até 500ms;
- (6) 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;
- (7) 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);
- (8) 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 (1985¹⁸);
- (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 rápida¹⁹;
- (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;

(b) metodologia:

¹⁸ 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.

¹⁹ *Device dependent subsynchronous oscillation*.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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 auto-excitação 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 FACTS²⁰, 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 torsional 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) para esses estudos, o sistema elétrico deve ter sua configuração degradada para abranger até contingências triplas a fim de investigar as configurações que apresentam ressonância série entre o sistema e o gerador térmico;
 - (iv) as configurações radiais entre a linha de transmissão compensada e o gerador térmico sempre merecem atenção especial por conduzirem usualmente a casos severos;
 - (v) os riscos dessas configurações degradadas, que conduzem a casos severos, devem ser explicitados;
- (6) o detalhamento das análises apresentadas nos itens 8.5 e 8.7 deste submódulo impõe a realização de estudo computacional em modelo para análise de transitórios eletromagnéticos para a quantificação dos torques transitórios máximos e a 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;

²⁰ Flexible AC Transmission Systems.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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 eixo²¹ 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 modal²², inércias modais e coeficientes de amortecimento modal obtidos por cálculo, estimativa ou medição;
 - (iii) verificação de possíveis condições de auto-excitação 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 sincronismo²³;
 - (v) estimação da perda de vida das seções de eixo em função da fadiga torcional por meio do método de *rainflow cycles*;
- (9) na estimação 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 concentração 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:

²¹ *Shaft stiffness.*

²² *Mode shapes.*

²³ 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 pólos 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	2.0	11/11/2011

- (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 distribuições de probabilidade dos valores de torque mecânico máximo.

9.2.2 Estudos determinísticos

9.2.2.1 Os estudos determinísticos devem ser realizados naquelas situações em que se procede à quantificação das solicitações transitórias com base na simulação de parâmetros e nas características previamente definidas dos equipamentos, notadamente, na operação de abertura de disjuntores ou reprodução dos piores casos de um estudo estatístico.

9.2.2.2 Rejeição de carga:

- (a) os estudos de rejeição de carga visam a identificar as piores situações 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 situação 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 determinar as sobretensões transitórias e energias absorvidas pelos pára-raios, devem ser simuladas rejeições de carga com e sem a aplicação de curtos-circuitos monofásicos no(s) ponto(s) onde ocorrer a rejeição;
- (d) a indisponibilidade de reatores deve ser restrita somente as unidades manobráveis;
- (e) 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;
- (f) 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;
- (g) devem ser consideradas, de acordo com o arranjo da subestação, as hipóteses de abertura simples e dupla de linhas de transmissão;
- (h) 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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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 ou mais linhas paralelas, 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);
- (i) 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 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);
 - (j) quando a rejeição se der pela abertura de transformador(es), devem ser realizadas simulações de rejeição de carga tanto pelo lado de baixa tensão quanto pelo lado de alta tensão;
 - (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 pára-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;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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 desconectada²⁴;
 - (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 pólo 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) quando disponíveis, as capacitâncias para terra e entre enrolamentos 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:
 - (1) a falta terminal trifásica não aterrada, com observação da abertura do primeiro pólo 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 monofásicas devem ser consideradas para forçar que o último pólo a abrir seja aquele que interromperá a corrente de falta;
 - (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;

²⁴ Line-out.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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 desconectada da rede; exemplo típico desse caso é a existência de transformador de potencial (TP) indutivo ou reator em derivação conectado diretamente na linha;
- (2) a linha deve ser manobrada nas diferentes condições de compensação reativa previstas;
- (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 pólo 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;
- 9.2.2.5 Estudo de interrupção de corrente de curto-circuito com zeros atrasados:
- (a) considerações gerais:
- (1) os estudos de interrupção de corrente de curto-circuito com zeros atrasados são necessários em situações de disjuntores localizados próximos a usinas hidroelétricas de grande potência, nas vizinhanças das quais a ocorrência de falta pode levar a uma corrente de curto-circuito com elevado grau de assimetria;
- (2) essa assimetria, devido ao comportamento não-linear do gerador, pode acarretar que a primeira passagem por zero da corrente de curto somente ocorra muito tardiamente;
- (3) por esse motivo, os disjuntores de gerador localizados no circuito primário do transformador elevador são projetados para suportar esse tipo de solicitação; se o gerador fosse manobrado pelo disjuntor do lado de alta do transformador elevador, esse tipo de ocorrência dificultaria ou impossibilitaria a interrupção desse tipo de corrente de falta;
- (4) em caso de constatação de ocorrência de zeros atrasados, devem ser utilizados disjuntores especiais de alta tensão, disjuntores de gerador ou, ainda, alguma outra solução mitigadora desse efeito no projeto da instalação;
- (b) diretrizes:
- (1) as máquinas devem ser representadas por seu modelo mais completo (modelo de Park), de forma a simular adequadamente a saturação, ou seja, a representar o comportamento não-linear dos eixos direto e de quadratura;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (2) os transformadores elevadores devem ser modelados levando-se em conta a curva de magnetização assim como suas perdas;
- (3) diferentes tipos de defeito nos terminais do disjuntor devem ser considerados: monofásico, bifásico aterrado, bifásico não aterrado, trifásico e trifásico não aterrado;
- (4) o fator de potência da corrente de carga em regime permanente deve ser cuidadosamente explorado, uma vez que esse fator pode influenciar preponderantemente os resultados; fatores de potência capacitivos que possam ser reproduzidos por alguma condição operativa da rede devem ser considerados;
- (5) nas simulações iniciais, a representação do arco do disjuntor é optativa:
 - (i) caso a presença de zeros atrasados seja identificada, deve-se refinar a modelagem pela representação do arco no disjuntor, pois ele pode ter participação fundamental na atenuação da componente contínua da corrente de defeito;
 - (ii) preferivelmente, a resistência do arco e a sua variação com a corrente devem ser obtidas com o agente responsável; na falta dessa informação, pode-se utilizar um valor típico de resistência de arco constante;
- (6) o disjuntor com pólo preso não deve ser considerado nos estudos;

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, de carga pesada;
- (3) não deve ser considerada a hipótese de curto-circuito na linha paralela no instante de abertura da chave de terra.

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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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 curto-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 Os estudos de oscilações subsíncronas dependentes de equipamentos devem avaliar se o sistema CC excitará oscilação de ordem mecânica, eletromecânica ou oscilação de frequência natural de geradores e turbinas, individualmente ou em conjunto. Os estudos devem também identificar possíveis soluções para o problema.

9.4.2 Os estudos de sobretensões temporárias e sobretensões por ferrossonância 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 provoque autoexcitação de geradores.

9.4.3 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 Nos relatórios técnicos (RT), deve ser preenchido um mínimo de informações necessárias para a avaliação dos resultados. Para tanto, o RT deve apresentar os seguintes conteúdos:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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;
- (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;
- (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;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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 pára-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 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

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 pára-raios

10.2.1 A energia dissipada, a corrente drenada pelos pára-raios e as sobretensões temporárias (TOV²⁵) durante manobras não podem ser superiores àquelas garantidas pelo fabricante e fornecidas pelo agente. Deve-se observar para cada tipo de pára-raios – convencional e de óxido metálico – o disposto a seguir.

10.2.2 Pára-raios convencionais:

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

$$V_d = (1,20 \text{ a } 1,35) \cdot V \cdot 0,95 \text{ fase - terra, onde } V \text{ é a tensão nominal do pára-raios;}$$

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

²⁵ *Temporary overvoltage.*

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

10.2.3 Pára-raios de óxido metálico:

- (a) em estudos de projeto básico, a característica típica de pára-raios (tensão *versus* corrente – V x 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 pára-raios durante uma manobra, deve ser utilizada a curva característica V x I mínima, obtida das curvas características V x I garantidas pelo fabricante e fornecidas pelo agente.

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 6.

Tabela 6 – Valores indicativos de sobretensões admissíveis a 60Hz para transformadores e autotransformadores em vazio²⁶

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%.

²⁶ 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	2.0	11/11/2011

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 7.

Tabela 7 – Valores indicativos de sobretensões admissíveis a 60Hz para reatores em derivação

Tensão (pu) ⁽¹⁾	Tensão (pu) ⁽²⁾	Tensão (pu) ⁽³⁾	Tempo (s)
2,0	2,0	2,10	0,1667
1,82	1,82	1,91	0,3333
1,50	1,50	1,57	1,667
1,40	1,40	1,47	3,6
—	1,15	1,20	3600
1,10	1,10	1,15	regime

(1) Valores em pu para tensão base de 230kV.

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

(3) 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 banco 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 pára-raios convencionais, decorrente da manobra do banco.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

10.6 Critérios relativos a banco 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 (MOV²⁷).

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 levadas em conta 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 5 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, pára-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.

10.8.2.1 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 pólos lisos ou rotor cilíndrico, utiliza-se o gráfico de uma referência do IEEE²⁸, reproduzido na Figura 1, para avaliar as suportabilidades para curta duração dos enrolamentos de armadura e campo.

²⁷ Metal oxide varistor.

²⁸ 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	2.0	11/11/2011

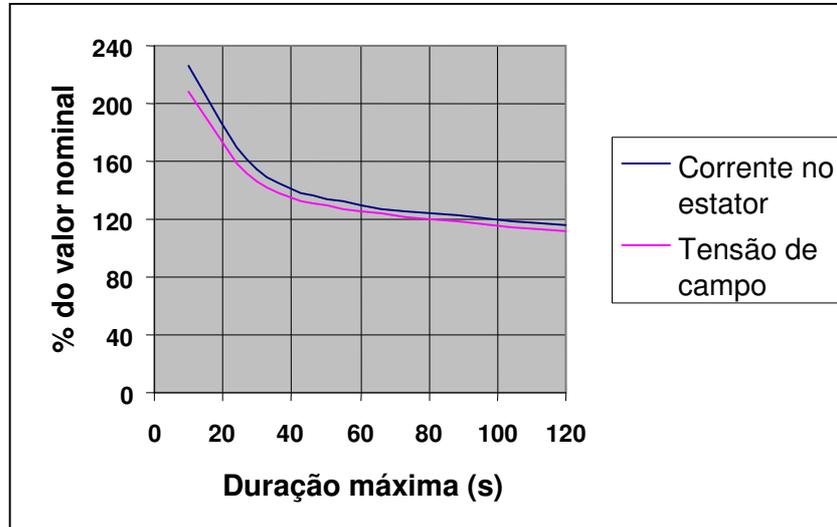


Figura 1 – Suportabilidade de curta-duração para geradores de pólo liso

10.8.2.2 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	2.0	11/11/2011

Primeiro Pico da TRV (kV)

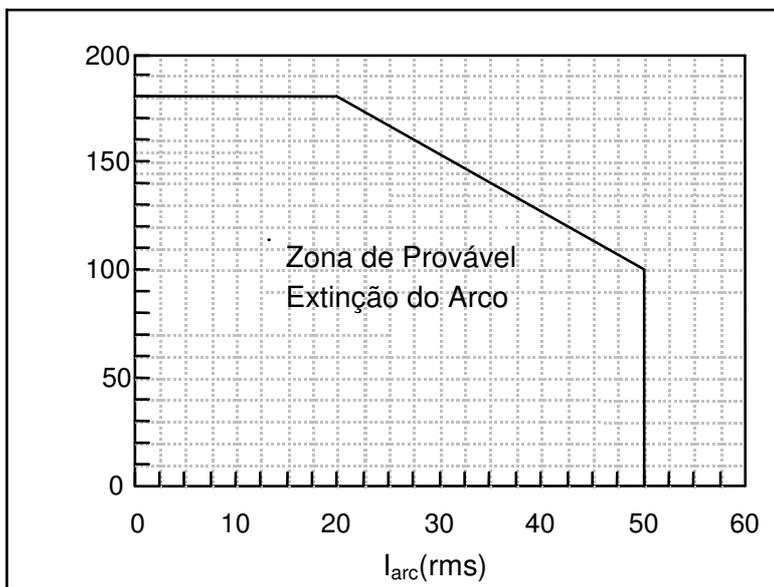


Figura 2 – Curva indicativa²⁹ para análise da extinção da corrente de arco secundário, para um tempo morto de até 500ms.

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.

²⁹ 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	2.0	11/11/2011

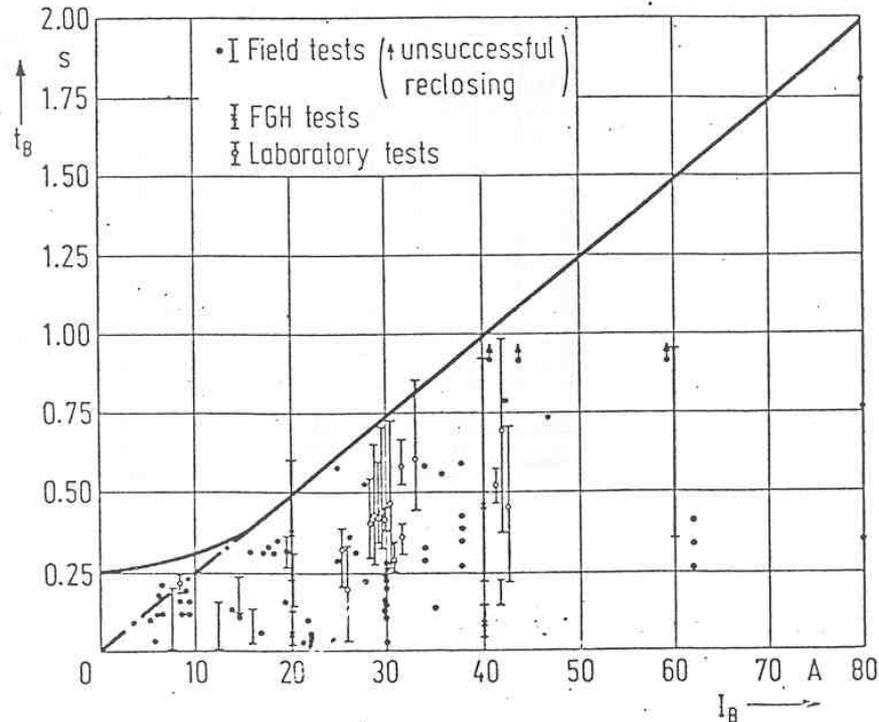


Figura 3 – Curva indicativa³⁰ de tempo morto para extinção do arco secundário *versus* valor eficaz da corrente de arco secundário, para tensões até 765 kV.

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*, *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.

³⁰ 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	2.0	11/11/2011

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, sempre que possível, 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 No âmbito dos estudos para ampliações e reforços, a avaliação de segurança de tensão deve ter como finalidade principal propor soluções que desativem os esquemas de controle de segurança em operação.

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

11.14 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.

11.15 No âmbito do planejamento – que envolve tanto os estudos de ampliações e reforços quanto de planejamento da operação –, os estudos de segurança de tensão 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.

11.16 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.

11.17 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.

11.18 Como critério geral, as margens de segurança de tensão para os estudos de ampliações e reforços e 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.

11.19 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.

11.20 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,

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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 geo-elétricas de recomposição devem estar totalmente desenergizadas;
- (b) deve-se iniciar a recomposição por meio das usinas de auto-restabelecimento (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;
- (d) as usinas térmicas não são normalmente consideradas como fontes de restabelecimento do SIN; porém, sempre que possível e 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.

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. Assim, na fase de recomposição coordenada devem ser observadas as seguintes diretrizes:

- (a) as empresas devem comunicar aos centros de operação a conclusão da recomposição fluente de suas áreas e aguardar a coordenação desses centros para a tomada gradativa de carga adicional;
- (b) os centros de operação do ONS devem dar continuidade ao processo, com a liberação da tomada adicional de carga e coordenar, quando necessário, a interligação de áreas geoeletricas, por meio do fechamento de paralelos ou de anéis entre os sistemas geoeletricamente recompostos na fase fluente da recomposição.

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:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (a) Deve haver sempre um equilíbrio entre carga e geração das áreas das usinas de auto-restabelecimento 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*, *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 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:

- (a) representação da carga: as cargas devem ser representadas com 100% de potência constante para a parte ativa e reativa;
- (b) disponibilidade inicial de geração:
 - (1) o montante de carga tomado fluentemente não pode exceder a referida disponibilidade inicial de potência ativa em cada área geoeletrica;
 - (2) como critério geral, a disponibilidade inicial de geração deve considerar para cada usina de auto-restabelecimento 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});
 - (3) o número mínimo de unidades geradoras é definido a partir de estudos elétricos, com o intuito de evitar a ocorrência de auto-excitação quando de rejeição de carga para determinadas condições críticas de rede ou em função da sensibilidade dos ajustes da proteção;
 - (4) assim, para as $(n-1)$ unidades geradoras – ou para o número mínimo de unidades geradoras (n_{min}) – disponíveis nas usinas de auto-restabelecimento, tem-se o valor da potência inicialmente disponível obtido pela seguinte fórmula:

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

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).

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (5) para áreas geoeletricas com mais de uma usina de auto-restabelecimento 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;
- (c) 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 de auto-restabelecimento, 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, como critério 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 fornece a potência ativa inicialmente disponibilizada, conforme diretriz descrita no item 12.2.1(a) 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) o perfil de tensão na área geoeletrica, durante a fase fluente da recomposição, deve ser mantido na faixa de variação permitida para área de atendimento, de acordo com a Tabela 8 e a Tabela 9.
 - (6) 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 auto-restabelecimento. Deste modo é possível garantir o controle da tensão e a disponibilidade de fornecimento de potência reativa de toda esta área em vazio quando da impossibilidade de restabelecimento das cargas prioritárias;
 - (7) todo corredor deve ser recomposto sem exceder os limites máximos de tensão – definidos na Tabela 8 e na Tabela 9 – em qualquer barra do corredor, admitindo-se que nenhuma carga tenha sido tomada;
 - (8) 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;
 - (9) 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 limites para níveis de tensão em regime permanente apresentados na Tabela 8 e na Tabela 9.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

Tabela 8 – Níveis de tensão aceitáveis em regime permanente para estudos de recomposição das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste

Tensão nominal de operação ⁽¹⁾	FASE FLUENTE ⁽²⁾				FASE COORDENADA ⁽²⁾			
	Mínimo		Máximo		Mínimo		Máximo	
(kV)	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)
< 230	—	0,90	—	1,10	—	0,90	—	1,05
230	207	0,90	253	1,10	207	0,90	253	1,10
345	311	0,90	380	1,10	311	0,90	380	1,10
440	396	0,90	484	1,10	396	0,90	484	1,10
500	450	0,90	550	1,10	475	0,95	575	1,15
525	450	0,85	550	1,05	475	0,90	575	1,10
765 ⁽³⁾	690	0,90	800	1,046	690	0,90	800	1,046

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

(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 8 para os níveis máximo e mínimo da tensão.

(3) Restrições impostas por limitação de equipamentos.

Tabela 9 – Níveis de tensão aceitáveis em regime permanente para estudos de recomposição das regiões Norte e Nordeste

Tensão nominal de operação ⁽¹⁾	FASE FLUENTE ⁽²⁾				FASE COORDENADA ⁽²⁾			
	Mínimo		Máximo		Mínimo		Máximo	
(kV)	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)
< 230	—	0,90	—	1,10	—	0,90	—	1,10
230	207	0,90	253	1,10	207	0,90	253	1,10
500	450	0,90	550	1,10	475	0,95	575	1,15

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

(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 9 para os níveis máximo e mínimo da tensão.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

12.3 Estudos de estabilidade eletromecânica

12.3.1 Os estudos de estabilidade eletromecânica são feitos para analisar o comportamento das oscilações de frequência e de tensão durante manobras de energização de linhas de transmissão, de transformadores em vazio e nas tomadas de carga e/ou rejeição de carga.

12.3.1.1 As cargas devem ser representadas com 100% de potência constante para a parte ativa e reativa.

12.3.1.2 Nesses estudos, deve-se levar em conta a simulação dos reguladores de tensão e de velocidade das unidades geradoras nas usinas de auto-restabelecimento, à exceção de máquinas de pequeno porte.

12.3.1.3 Quando do fechamento de paralelos ou de anéis, também devem ser investigadas as sobretensões dinâmicas, os aspectos torcionais nas máquinas, bem como a manutenção da estabilidade eletromecânica do sistema, conforme os limites estabelecidos na Tabela 10 e na Tabela 11.

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

Tabela 10 – Níveis aceitáveis para oscilações de frequência em regime dinâmico

Usina	FREQUÊNCIA (Hz)	
	Mínimo ⁽¹⁾	Máximo ⁽¹⁾
Hidroelétrica	56,5	66,0
Termoelétrica	57,0	63,0

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

12.3.1.5 Em áreas geoeletricas com mais de uma usina de auto-restabelecimento que participe da recomposição 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.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

Tabela 11 – Níveis aceitáveis para oscilações de tensão em regime dinâmico

Tensão nominal de operação ⁽¹⁾	TENSÃO DINÂMICA			
	Mínimo		Máximo	
(kV)	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)
< 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

ou 5% abaixo do ajuste da proteção de sobretensão temporizada

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

12.3.2 Para avaliar a possibilidade de auto-excitação 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.

12.3.2.1 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.

12.3.3 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 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 10 em função das características da área em recomposição.

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

12.3.4 O intervalo de tempo entre tomadas fluentes de carga consecutivas, em uma mesma área de auto-restabelecimento, 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.

12.3.4.1 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 frequência oriundas da tomada de último degrau de carga, pelos sistemas automáticos de regulação de tensão e velocidade das unidades geradoras nas usinas de auto-restabelecimento.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

12.3.5 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.

12.3.5.1 Esses valores limite 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 são realizados na atividade de planejamento da operação, e definem as tensões máximas de energização dos equipamentos. Nesta atividade, o enfoque são os surtos de manobra de equipamentos, tais como: energização de linhas de transmissão e transformadores, rejeição de carga, etc.

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, respectivamente.

13 DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

13.1 Aspectos gerais

13.1.1 O item 13.1 deste submódulo apresenta as diretrizes e indica os critérios para os estudos de qualidade de energia elétrica (QEE), quais sejam, estudos de comportamento harmônico, de efeitos de flutuação de tensão e de variação de tensão de curta duração.

13.1.1.1 Os critérios para atender à qualidade desejada para a energia elétrica na rede básica são tratados nos Submódulos 2.8 e 3.6, nos quais se estabelecem indicadores e padrões de desempenho.

13.1.2 Além de estabelecer indicadores e padrões de desempenho, o ONS define ações relativas à gestão da QEE na rede básica, tais como apuração dos indicadores, identificação de violações dos padrões, definição de responsabilidades e proposição de medidas preventivas ou corretivas. Apesar de a avaliação da QEE se caracterizar fundamentalmente pela apuração de desempenho por meio de medições, em alguns casos, faz-se necessário contar com o apoio de estudos elétricos para avaliação de nova conexão de agente com cargas especiais. Na impossibilidade prática de se realizarem tais medições, esses estudos são feitos para subsidiar decisões quanto à melhor alternativa para solucionar possíveis problemas na rede básica.

13.1.3 As ferramentas computacionais a serem utilizadas nesses estudos estão apresentadas no Submódulo 18.2.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

13.2 Estudos de comportamento harmônico

13.2.1 Objetivos do estudo:

- (a) determinar a distribuição de tensões harmônicas em sistemas CA, bem como os índices de distorções harmônicas individuais e totais nos barramentos especificados;
- (b) avaliar a rede para uma determinada frequência ou faixa de frequências a partir de fontes especificadas de correntes e/ou de tensões harmônicas;
- (c) determinar as impedâncias próprias e de transferências de barras pré-especificadas do sistema com intuito de averiguar possíveis pontos de ressonância;
- (d) definir o projeto de filtros CA para sistemas CC, sistema de compensação estática e para consumidores livres com cargas não lineares, de forma a atender aos critérios estabelecidos nos Submódulos 3.6 e 2.8.

13.2.2 As análises de comportamento harmônico em sistemas de potência podem ser feitas tanto no domínio da frequência quanto no domínio do tempo. A escolha do tipo de simulação depende do objetivo do estudo.

13.2.2.1 No domínio da frequência, as análises podem ser feitas de forma tanto monofásica quanto trifásica.

13.2.3 A análise monofásica, feita normalmente no domínio da frequência, utiliza o método direto de solução. Essa análise pode levar em conta a representação simultânea da influência de uma ou mais cargas não lineares para uma determinada frequência ou faixa de frequências. A análise monofásica aplica-se a estudos de planejamento, especificação e projeto de acesso de equipamentos especiais, tais como sistema de transmissão CC, compensador estático, fornos a arco CA ou CC, fornos de panela e de indução e sistemas com retificadores industriais.

13.2.3.1 Na análise monofásica, é feito um detalhamento da rede do consumidor livre a partir de seu ponto de conexão à rede básica. Esses estudos são feitos pelos próprios agentes e verificados e aprovados pelo ONS, que, eventualmente, pode solicitar estudos adicionais;

13.2.3.2 A análise monofásica tem como desvantagem o fato de não ser possível a representação dos desequilíbrios existentes no sistema elétrico.

13.2.4 A análise trifásica pode ser feita tanto no domínio da frequência quanto no domínio do tempo.

13.2.4.1 Na análise trifásica no domínio da frequência – que representa as cargas especiais (não lineares) de forma trifásica e independente – utiliza-se um processo iterativo que atualiza as condições operativas do sistema CA e dessas cargas até se chegar à convergência. Essa análise tem dois inconvenientes: demanda longo tempo de processamento e o caráter iterativo da metodologia pode não levar à convergência esperada.

13.2.4.2 Na análise trifásica no domínio do tempo, a representação das cargas não lineares deve ser feita de forma detalhada, ou seja, com todos os seus componentes. Os componentes e os equivalentes de rede, como nos estudos de transitórios eletromagnéticos, são representados por suas correspondentes componentes de sequências – positiva, negativa e zero. Na análise trifásica, chega-se à solução quando as tensões e correntes do sistema atingem o regime permanente. Com o auxílio de rotinas de *Fast Fourier Transform* (FFT), são obtidas as componentes fundamental e harmônicas das tensões e correntes representadas por suas magnitudes e fases.

13.2.4.3 A utilização da análise trifásica no domínio do tempo nos estudos operacionais, pré-operacionais e de comissionamento é normalmente feita com o intuito de ajustar o controle e/ou a compensação reativa definida para o consumidor livre. O ONS, no âmbito do PAR, deve estudar a aplicação de filtragem distribuída na rede básica.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

13.2.5 Diretrizes para o estudo de comportamento harmônico:

- (a) determinar as impedâncias harmônicas da rede básica vistas do ponto de conexão comum (PCC) para diversas condições de carga – mínima leve, média, pesada – e para condições de chaveamento de elementos, a fim de se determinarem os valores máximos e mínimos das impedâncias harmônicas nas barras pré-especificadas da rede;
- (b) utilizar, nesses estudos, sempre que possível, os resultados de medições de distorções harmônicas provenientes de sistemas CC, de compensadores estáticos e de cargas não lineares na rede de distribuição, de cargas de consumidores livres conectados à rede básica, ou de pontos específicos dessa rede;
- (c) incluir na representação de eventuais filtros sua dessintonia em função da variação de capacitância por temperatura, por falha de elementos internos de unidades capacitivas, por desajustes de tapes de reatores etc;
- (d) representar o efeito da variação com a frequência, da resistência e da indutância das linhas de transmissão, transformadores, reatores etc;
- (e) calcular as correntes harmônicas geradas pelos elementos não lineares da rede a ser analisada, considerando desequilíbrios de impedâncias, relações de transformação, máximo desequilíbrio de tensão – ou seja, sequência negativa –, pontes retificadoras de 6 pulsos desligadas por manutenção etc;
- (f) para ciclo-conversores e grandes motores com controle de velocidade variável, deve ser investigado adicionalmente o efeito das correntes inter-harmônicas.

13.3 Estudos do efeito de flutuação de tensão

13.3.1 Objetivos do estudo:

- (a) determinar valores de nível de severidade de cintilação de curta duração (Pst) no ponto de conexão com a rede básica a partir de parâmetros elétricos da instalação e do sistema elétrico;
- (b) determinar medidas mitigadoras dos efeitos de flutuação de tensão provocados por consumidores livres com cargas não lineares.

13.3.2 Métodos simplificados de pré-determinação da severidade de flutuação de tensão:

- (a) o documento *Critérios e procedimentos para o atendimento a cargas especiais* (GTCP, 1993³¹) indica os métodos simplificados para a predeterminação da severidade de cintilação em função da envoltória da forma de onda de tensão e classifica as cargas especiais em simples e regulares, complexas e irregulares;
- (b) com relação a essas últimas destacam-se como de maior interesse aquelas associadas a fornos a arco não compensados. Nesse caso, utiliza-se uma expressão que estima o nível de severidade de cintilação de curta duração (Pst) como diretamente proporcional à potência de curto-circuito do forno – considerada igual ao dobro da potência nominal do forno – e inversamente proporcional à potência de curto-circuito mínima disponível no ponto de conexão. O coeficiente de severidade da expressão depende do tipo do forno, do tipo de carregamento e do método de operação desse forno e situa-se na faixa de 35 a 50, quando não se tiver o valor correto.

13.3.3 Diretrizes para o estudo de flutuação de tensão:

³¹ GTCP. *Critérios 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.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (a) estabelecer para a avaliação dos níveis de severidade de flutuação de tensão – ou cintilação (*flicker*) – o horizonte de planejamento compatível com as incertezas existentes;
- (b) caracterizar as fontes de perturbação responsáveis pelo efeito de cintilação oriundo dos seguintes parâmetros: potência e tipo de equipamento, demandas de potência ativa e reativa, número de partidas, ciclo de operação, forma de onda das flutuações de tensão geradas e eventuais medidas de limitação das perturbações;
- (c) avaliar os níveis de severidade de cintilação relacionados às flutuações de tensão provocadas pela fonte, considerando o menor nível de curto correspondente ao critério n - 1 da rede básica, no qual a carga perturbadora deve operar;
- (d) utilizar, na investigação, métodos de simulação analógica e/ou digital que permitam a simulação do sistema, da fonte de perturbação e do sistema de compensação das flutuações. Nesses estudos, por meio da utilização de programas para análise de transitórios eletromagnéticos podem ser utilizados modelos de arco ou, preferivelmente, registros digitais de corrente e de tensão de arcos de fornos similares, nas várias etapas de fusão, com frequência de amostragem de até 1kHz.

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

13.4.1 Objetivos do estudo:

- (a) os estudos de VTCD permitem subsidiar, quanto aos padrões de desempenho da rede básica, os usuários conectados ou que queiram a conexão a essa rede;
- (b) adicionalmente, em conjunto com resultados de medição 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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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 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 Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – 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 765kV, 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;
- (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.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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 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.

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 da rede não básica sobre a rede básica refere-se à avaliação da responsabilidade de contingências na rede não 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 da rede básica como da rede não básica, são contabilizadas.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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 do SIN, associada às tensões nominais de operação de 765, 525, 500, 440, 345 e 230kV. 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 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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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 topológica 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 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 pólos no semiplano da direita, violações de faixas de frequência, oscilações subsíncronas, etc. ou ainda a expectativas 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.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

14.1.7 Índices de confiabilidade selecionados

14.1.7.1 A mensuração de referência dos níveis de risco do sistema eletroenergético é realizada através 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, através 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 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 a 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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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 230kV, e a segunda menor tensão é inferior a 230kV. À toda malha de 765kV 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 (TCSC³²), 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 através 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 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 contínua³³ 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 através 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 através 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

³² Thyristor controlled series capacitor.

³³ 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	2.0	11/11/2011

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 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);

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (b) nos estudos de referência, a carga é tratada pelo par de valores de potência ativa e reativa.

14.2.6.2 Correlações espaciais:

- (c) são reconhecidas correlações estatísticas entre cargas que envolvem conjuntos de barramentos, áreas, submercados;
- (d) 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.

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;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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;
- (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:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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 12; 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 12 – Intervalos horários dos patamares de carga de energia³⁴ - (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 Das 22 às 24h	De 00 às 07h	De 00 às 18h 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;

³⁴ Submódulo 5.6

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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.
- 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:
- (a) a ordem crescente de precisão dos dados estatísticos associados ao desempenho das linhas 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) estimação dos dados estocásticos a partir da estimação dos comprimentos das linhas, realizada com um valor típico de reatância média das linhas;
 - (3) estimação dos dados estocásticos a partir da estimação dos comprimentos das linhas, realizada com base nos valores de reatâncias e susceptâncias;
 - (4) estimação dos dados estocásticos a partir dos comprimentos reais de cada linha de transmissão; e
 - (5) 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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

(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
 - (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, a opção preferencial será, se possível, baseada no uso dos parâmetros 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,

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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.

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;
 - (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;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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 (sobreexcitação) 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;
 - (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;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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, através 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:
 - (1) 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 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 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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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;
- (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;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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;
 - (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 (sobreexcitação) 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;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

(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 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 $1,0 \text{ E-}30$ pu.

14.5 Diretrizes para registro de resultados

14.5.1 Todos os indicadores de confiabilidade são apresentados, sempre que possível, 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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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 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 13 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 13 – 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 p/ vários agentes / consumidores (vermelho)
Grau 4	$1000 \leq S$	muito grave	grande impacto p/ 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:

$$\text{aderência} = 1 - [(\text{casos com corte de carga} + \text{casos retirados da estatística}) / (\text{casos propostos})]$$

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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.

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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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

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

MM_i : Maior máquina da área de controle

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

$R1$ = 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 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:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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 TLB³⁵; áreas operando em TLB com uma das áreas operando em frequência constante (FF³⁶), áreas operando em TLB com áreas operando em intercâmbio constante (FTL³⁷).

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;
- (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.

³⁵ Tie-line bias.

³⁶ Flat frequency.

³⁷ Flat tie line.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

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:

$$ID_1 = \int ECA \cdot dt$$

- (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 4.

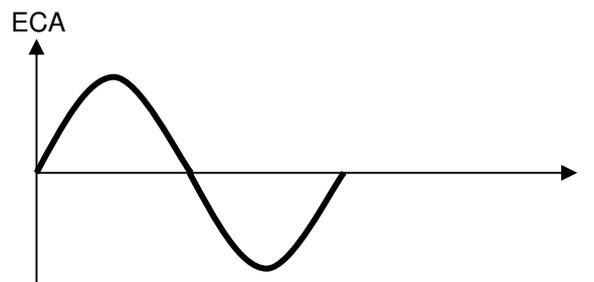


Figura 4 – Oscilação sustentada do ECA

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:

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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (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 ID_2 relaciona-se aos requisitos de estabilidade de funcionamento a longo termo.

15.2.3.4 Índice de desempenho 3 (ID_3):

- (a) conceituação: o índice de desempenho 3 (ID_3) 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.

15.2.3.5 Índice de desempenho 4 (ID_4):

- (a) conceituação: o índice de desempenho 4 (ID_4) 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 ID_4 pode ser avaliado pelo coeficiente angular da reta ab mostrada na Figura 5.

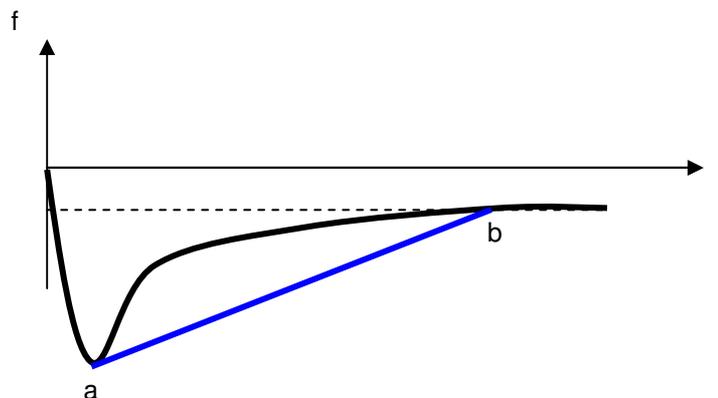


Figura 5 – Taxa de recuperação da frequência

15.2.3.6 Índice de desempenho 5 (ID_5):

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

- (a) conceituação: o índice de desempenho 5 (ID_5) 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:

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

- (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 ID_2 , o ID_5 relaciona-se aos requisitos de estabilidade de funcionamento a longo termo.

15.2.3.7 Índice de desempenho 6 (ID_6):

- (a) conceituação: o índice de desempenho 6 (ID_6) é definido como o número de vezes em que o ECA de cada área de controle passa por zero, conforme ilustrado na Figura 6.

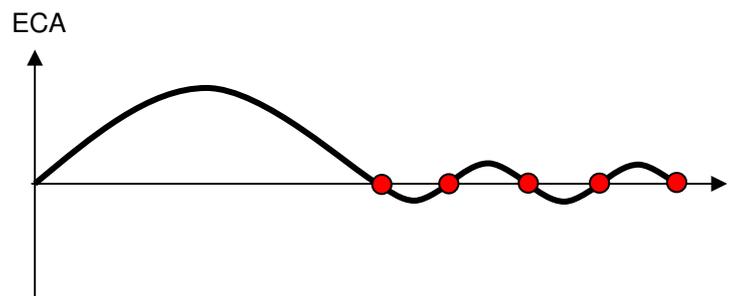


Figura 6 – Apuração do ID_6

- (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 (ID_7):

- (a) conceituação: o índice de desempenho 7 (ID_7) 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 7.

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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

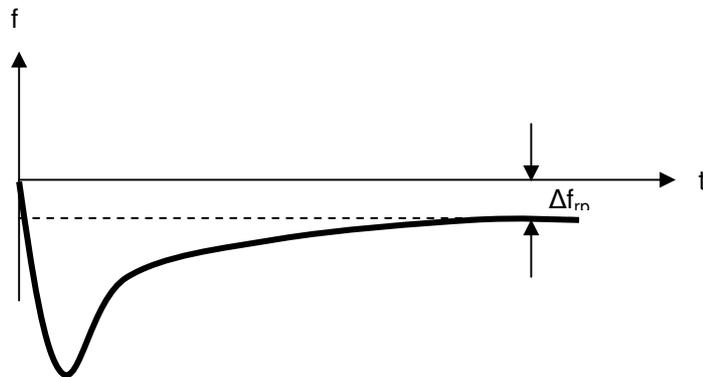


Figura 7 – Apuração do ID₇

- (b) 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.

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

- (b) 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.

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

- (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.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

15.2.3.11 Índice de desempenho 10 (ID_{10}):

- (a) conceituação: o índice de desempenho 10 (ID_{10}) 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 HAUBRICH, J.; HOSEMAN, G.; THOMAS, R. *Single-phase auto-reclosing in EHV systems*. Paris: CIGRÉ 31.09, 1974.
- 16.2 BOTELHO, M. J.; LEVÉVRE, M. A. P.; SOARES, V. L. C. *Influência da defasagem angular nos chaveamentos de anéis nos sistemas de transmissão*. VI SNPTTE (GSP), Camburiú, 1981.
- 16.3 IEEE. Standard C50.12-1982 – *Requirement for salient-pole synchronous generators and generator motors for hydraulic-turbine applications*.
- 16.4 PORTELA, Carlos. *Transitórios eletromagnéticos. Regimes transitórios*. 4 vol. 1. ed. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ 1983.
- 16.5 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.
- 16.6 SUBGRUPO DE CONFIABILIDADE (SGC). *Confiabilidade de sistemas elétricos: índices e critérios*. GCPS/CTST/GTCP/SGC/RF. 001.83. Rio de Janeiro: Eletrobrás, dez. 1983.
- 16.7 GCPS/CTST/GTCP. *Crítérios e procedimentos para dimensionamento da compensação série em sistemas de transmissão*. GCPS/CTST/GTCP/RF.001/84. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1984.
- 16.8 GCPS/CTST/GTCP. *Crítérios e procedimentos para dimensionamento da compensação reativa indutiva em derivação*. GCPS/CTST/GTCP/RF.001/84. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1984.
- 16.9 GCPS/CTST/GTCP. *Crítérios 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.
- 16.10 GCPS/CTST/GTCP. *Metodologia para a determinação de carregamento de linhas aéreas de transmissão*. Rio de Janeiro: Eletrobrás, jan. 1984.
- 16.11 Nota Técnica DSE.T.033.84. *Simulação de capacitores série em estudos de estabilidade*. Rio de Janeiro: Furnas Centrais Elétricas, dez. 1984.
- 16.12 GCOI/SCCEL/GTEE. *Crítérios e procedimentos a serem considerados nos estudos de Planejamento da Operação Elétrica do GCOI*. GTEE-001/1985. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1985.
- 16.13 GCOI/SCCEL/GTEE. *Diretrizes para estudos de sobretensão no âmbito do planejamento da operação*. GTEE-005/1985. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1985.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

16.14 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.

16.15 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.

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

16.17 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.

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

16.19 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.

16.20 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.

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

16.22 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.

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

16.24 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.

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

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

16.27 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.

16.28 OLIVEIRA; S.H., GARDOS, I., FONSECA, E. P. *Representation of series capacitors in electric power system stability studies*. IEEE PWRS, Feb. 1991.

16.29 GREENWOOD, Allan. *Electrical transients in power systems*. 2nd edition. New York: John Wiley & Sons, 1991.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

16.30 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.

16.31 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.

16.32 CDB/GCOI/SSC. *Levantamento de indicadores de desempenho, comissão de acompanhamento do desempenho dos sistemas interligados brasileiros.* Rio de Janeiro: Eletrobrás, mar. 1994.

16.33 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 SNPTEE (GTCP), Recife, outubro de 1993. IV SEPOPE, Foz do Iguaçu, maio de 1994.

16.34 KUNDUR, Prabha. *Power system stability and control.* New York, McGraw-Hill, 1994.

16.35 GCOI/SCEL/GTPO. *Crítérios, filosofias e procedimentos utilizados nos estudos do GTPO.* GTPO-25/1995. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1995.

16.36 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.

16.37 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.

16.38 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.*

16.39 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.*

16.40 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.

16.41 SGC/GTCP/CTST/GCPS, *Avaliação de confiabilidade do sistema planejado para 1995,* Eletrobrás, NT GCPS/SGC-002/96, Rio de Janeiro, Dez 1996.

16.42 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.

16.43 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.

16.44 MARTINEZ, Juan Antonio. *Computer analysis of power system transients-selected readings.* IEEE, 1997.

16.45 IEEE. *Modeling and Analysis of System Transients Using Digital Programs.* IEEE PES Special Publication, 1998.

16.46 MARTINEZ-VELASCO, Juan. *ATP modeling of power transformers.* EEUG News, ago 1998.

16.47 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.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	23.3	2.0	11/11/2011

16.48 GTAD/GTCP. *Critérios 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.

16.49 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.

16.50 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.

16.51 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.

16.52 CCPE/CTET/GTDC/FTET. *Procedimentos e critérios para avaliação da estabilidade de tensão do sistema de transmissão*. Rio de Janeiro: Furnas, nov. 2000.

16.53 ONS. *Estudos para reavaliação da recomposição para as regiões Norte e Nordeste*. Relatório Técnico ONS-3 077/2000, vol. 2. Rio de Janeiro: ONS, abril 2001.

16.54 ONS, *Desempenho probabilístico de linhas de transmissão no Brasil*, ONS-2-1-033/2001, Projeto 3.3.2 - Confiabilidade da Rede Básica, Rio de Janeiro, out. 2001.

16.55 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>.

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