

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS E ENERGIA

Antônio Gabriel Marques Muller

**Recapacitação e renovação de subestações: aspectos
relacionados a equipamentos, confiabilidade e arranjo
físico**

Itajubá, março de 2022

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS E ENERGIA

Antônio Gabriel Marques Muller

**Recapacitação e renovação de subestações: aspectos
relacionados a equipamentos, confiabilidade e arranjo
físico**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Orientador: Dr. José Maria de Carvalho Filho
Coorientador: Dr. Ailton Violin

Itajubá, março de 2022

Resumo

O envelhecimento e a obsolescência são fatores que ocorrem em todo o sistema elétrico brasileiro, sendo, por isso, inevitável a modernização das subestações. É importante destacar que os sistemas elétricos da Europa e do Japão passaram por este processo em anos recentes, e, inevitavelmente, o mesmo já está ocorrendo no Sistema Interligado Nacional – SIN. As subestações devem ser renovadas também, quando os parâmetros da rede (corrente de curto circuito, corrente nominal, tensão, etc.) mudam. Tal necessidade de atualização ocorre devido às mudanças na rede de transmissão, ou ainda, quando se deseja melhorar a confiabilidade da subestação.

A adoção de novas premissas de projeto, em especial no setor elétrico, encontra diversas barreiras no mercado, seja por falta de conhecimento da tecnologia, seja por requisito de edital ou por padronização de projeto. Durante o processo de atualização tecnológica dos equipamentos de alta tensão, como os disjuntores, por exemplo, provavelmente os engenheiros de projeto enfrentaram as mesmas dificuldades.

Ao se deparar com a necessidade de atualização da subestação ou de substituição de um equipamento, provavelmente um engenheiro com pouca experiência especificará um equipamento igual ao existente, sem fazer uma análise mais apurada do assunto considerando um horizonte de longo prazo e novas tecnologias.

Este trabalho tem por objetivo propor uma metodologia para a avaliação da necessidade e/ou da conveniência da realização de recapacitação, ou modernização, de subestações de transmissão (conhecida pelos termos: *uprating* e *upgrading*), através de um estudo de caso, destacando os principais pontos que devem ser observados por todos os profissionais envolvidos no projeto, subsidiando com decisões relevantes a expansão e planejamento de tais sistemas.

Palavras-chaves: Subestações, Modernização em subestações e Recapacitação em subestações.

Abstract

Aging and obsolescence are factors that occur throughout the Brazilian electrical system, which is why the modernization of substations is inevitable. It is important to highlight that the electrical systems in Europe and in Japan have gone through this process in recent years, and it is inevitably already taking place in the National Interconnected System – NIS. Substations must also be renewed when the network parameters (short circuit current, rated current, voltage, etc.) change. This is due to changes in the transmission network, or when you want to improve the substation's reliability.

The adoption of new project assumptions, specially in the electricity sector, faces several barriers in the market, whether due to lack of knowledge of the technology, to public notice requirement or to project standardization. During the circuit breaker technology upgrade process, for example, the design engineers probably encountered the same difficulties.

When faced with the need to upgrade the substation or the need to replace equipment, an engineer with little experience will probably specify equipment equal to the existing one, without making a more accurate analysis of the subject, considering a long-term horizon and new technologies.

This work aims to propose a methodology for assessing the need and/or the convenience of carrying out the refurbishment of transmission substations (known by the terms: uprating and upgrading), through a case study, highlighting the main points that should be observed by all professionals involved in the project, supporting the expansion and planning of such systems with relevant decisions.

Keywords: Substations, Upgrading on substations, Uprating on substations.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por todas as oportunidades que Ele me proporcionou até este momento. A minha família e amigos por me apoiar em todos os momentos, aos meus colegas e amigos de Furnas em especial ao Sérgio, Alin, Ângelo e Arnaldo pelo suporte na elaboração desta dissertação e aos professores do QPSE e principalmente ao professor Airton Violin.

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Disjuntor GVO e PVO respectivamente	15
Figura 1.2 – Disjuntor a ar comprimido e a SF ₆ respectivamente.....	15
Figura 1.3 – Modulo Híbrido M00	19
Figura 1.4 – Comparação relativa de custo entre SE Híbrida (MTS) e SE Convencional (AIS).	20
Figura 2.1 – Detalhes do módulo compacto AIM-S.....	23
Figura 2.2 – Subestação móvel compacta WEG.....	24
Figura 2.3 – Subestação móvel compacta em operação.....	24
Figura 2.4 – Arranjos compactos para SEs urbanas	26
Figura 2.5 – Redução de área com o emprego da tecnologia MTS.....	27
Figura 2.6 – Módulo DCB que incorpora as funções de disjuntor e chave seccionadora	28
Figura 2.7 – Esquema de manobra com utilização de DCB.....	29
Figura 2.8 – Alterações no arranjo físico para o uso de módulos compactos (MTS).....	30
Figura 2.9 - Sala de controle otimizada.....	32
Figura 2.10 - Expectativa de redução de área nas SEs de nova geração.....	33
Figura 2.11 - Tendência de substituição de equipamentos no Japão	34
Figura 2.12 - Comparativo de confiabilidade entre AIS e GIS para configurações básicas de SEs,.....	36
Figura 3.1 – Etapas de análise	40
Figura 3.2 – Fluxo de avaliação da superação em disjuntores devido à curto-circuito	47
Figura 3.3 – Fluxo de avaliação da superação em equipamentos devido à corrente nominal.....	49
Figura 3.4 – Trajetória do condutor devido ao curto-circuito.....	50
Figura 3.5 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples a 4 chaves.....	53
Figura 3.6 – Configuração em barra dupla com disjuntor e meio.....	53
Figura 3.7 - Modelo de componente a três estados	57
Figura 3.8 – Referência para vida útil em subestações e equipamentos.....	60
Figura 4.1 – Diagrama unifilar do pátio de 345kV adaptado	65
Figura 4.2 – Diagrama unifilar do pátio atual de 138kV adaptado	66
Figura 4.3 – Fluxograma de Análise	68
Figura 4.4 – Solução 1 arranjo AIS.....	72
Figura 4.5 – Solução 2 arranjo MTS.....	72
Figura 4.6 – Diagrama da Rede Básica com suprimento ao subsistema de interesse em 138 kV.	76
Figura 4.7 – Diagrama do subsistema 345/138 kV ao redor da SE Campos	77
Figura 4.8 – Diagrama unifilar do pátio de 138 kV da SE Campos 138 kV em fase de projeto.....	78
Figura 4.9 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples e quatro chaves – padrão para AIS	79
Figura 4.10 – Bay típico da solução compacta MTS.....	79
Figura 4.11 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples e três chaves – típico para MTS ..	80
Figura 4.12 – Configuração operacional da SE Campos no pátio 138 kV.....	82
Figura 4.12 – Defeito na barra A e tensões nas barras A e B da SE Campos 138 kV.....	83
Figura 4.13 –Defeito na barra A e correntes nos circuitos ligados à barra A 138 kV.....	83
Figura 4.14 – Defeito na barra A e tensões em barras próximas em138 kV.....	84
Figura 4.15 – Defeito na barra A e tensões em barras próximas em 345 kV.....	84
Figura 4.16 – Defeito na barra A e diferença angular em geradores próximos (graus).....	84

Figura 4.17 – Defeito na barra A e potências elétricas em geradores próximos (MW).....	85
Figura 4.18 – Defeito na barra A e frequências em geradores próximos (Hz).....	85
Figura 4.19 – Defeito na barra B e tensões nas barras A e B da SE Campos 138 kV.....	86
Figura 4.20 – Defeito na barra B e correntes nos circuitos ligados à barra B 138 kV.....	86
Figura 4.21 – Defeito na barra B e tensões em barras próximas em 138 kV.....	87
Figura 4.22 – Defeito na barra B e tensões em barras próximas em 345 kV.....	87
Figura 4.23 – Defeito na barra B e diferença angular em geradores próximos (graus).....	87
Figura 4.24 – Defeito na barra B e potências elétricas em geradores próximos (MW).....	88
Figura 4.25 – Defeito na barra B e frequências em geradores próximos (Hz).....	88
Figura 4.26 – Defeito nas barras A e B e tensões nas barras A e B da SE Campos 138 kV.....	89
Figura 4.27 – Defeito nas barras A e B e correntes nos circuitos ligados às barras A e B da SE Campos 138 kV.....	89
Figura 4.28 – Defeito nas barras A e B e tensões em barras próximas em 138 kV.....	90
Figura 4.29 – Defeito nas barras A e B e tensões em barras próximas em 345 kV.....	90
Figura 4.30 – Defeito nas barras A e B e diferença angular em geradores próximos (graus).....	90
Figura 4.31 – Defeito nas barras A e B e potências elétricas em geradores próximos (MW).....	91
Figura 4.32 – Defeito nas barras A e B e frequências em geradores próximos (Hz).....	91
Figura 4.33 – Defeito nas barras A e B e a Susceptância do CER da SE Campos, conectado em 345 kV (Mvar/100).....	91
Figura 4.34 – Dados de barras do sistema simulado com FPO DC.....	93
Figura 4.35 – Dados dos circuitos do sistema simulado com FPO DC.....	95
Figura 4.35 – Configuração em barra dupla seccionada com disjuntor simples e quatro chaves.....	103

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Comparativos de custos devido à compactação	27
Tabela 2.2 – Principais ações de upgrading da SE Al Jiffara	37
Tabela 3.1– Classificação de obras segundo a legislação atual.....	43
Tabela 3.2 – Fluxo para as autorizações de obras na transmissão	44
Tabela 3.3 – Mapa para identificação das soluções viáveis.....	61
Tabela 3.4 – Análise qualitativa entre tecnologias	62
Tabela 4.1 – Características elétricas de disjuntores existentes no pátio atual	70
Tabela 4.2 – Características elétricas de chaves seccionadoras existentes no pátio atual.	70
Tabela 4.3 – Características elétricas de transformadores de corrente existentes no pátio atual.	70
Tabela 4.4 – Identificação das soluções viáveis para o novo pátio de 138 kV.....	74
Tabela 4.5 – Análise qualitativa entre tecnologias para o novo pátio de 138 kV	75
Tabela 4.6 – Cortes de cargas relacionadas aos estados operativos da SE.....	96
Tabela 4.7 – Base de dados para estudo de confiabilidade	97
Tabela 4.8 – Indisponibilidades de falhas dos eventos críticos na SE para AIS.....	98
Tabela 4.9 – Obtenção do indicador de confiabilidade EENS para a solução AIS.....	99
Tabela 4.10 – Indisponibilidades de falhas dos eventos críticos na SE para MTS.....	100
Tabela 4.11 – Obtenção do indicador de confiabilidade EENS para a solução MTS.....	101
Tabela 4.12 – Estimativa de custo da confiabilidade para duas soluções tecnológicas	101

Lista de Abreviações e Siglas

CIGRE	Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos
SNPTEE	Semanário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
GVO	Grande Volume de Óleo
PVO	Pequeno Volume de Óleo
SF ₆	Hexafluoreto de Enxofre
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AIS	Pátio de Manobras Isolado em Ar
GIS	Pátio de Manobras Isolado em SF ₆
MTS	Pátio de Manobras Misto: parte isolada em ar e parte em SF ₆
UHE	Usina Hidrelétrica
Workspot	Workshop Internacional sobre subestações e equipamentos
IEC	Norma internacional (International Electrotechnical Commission)
DCB	Disjuntor Seccionador (Disconnecting Circuit Breaker)
SE	Subestação
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
IED	Dispositivo Eletrônico Inteligente
AT	Alta Tensão
MT	Média Tensão
HV	Alta Tensão (High Voltage)
MV	Média Tensão (Medium Voltage)
ReA	Resolução Autorizativa
RAP	Receita Anual Permitida
EPE	Empresa de Pesquisa Energética do Ministério de Minas e Energia
TRT	Tensão de Restabelecimento Transitória

CEPEL	Centro de Pesquisas Elétricas
ANAFAS	Programa de Análise de Falhas do CEPEL
PAR	Programa Anual de Reforço do ONS
FACTS	Sistema de Transmissão em Corrente Alternada Flexível
SIN	Sistema Interligado Nacional
ANATEM	Programa de Análise de Transitório Eletromecânico do CEPEL
ANAREDE	Programa de Análise de Rede do CEPEL
FLUPOT	Programa de Otimização de Fluxo de Potência do CEPEL
CS	Contingência Simples
CD	Contingência Dupla
EENS	Expectativa de Energia Não Suprida
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
BPT	Barra Principal e Transferência
LT	Linha de Transmissão
CAA	Cabo de alumínio com alma de aço
DSJ TIE	Disjuntor de Interligação de Barras
CER	Compensador Estático de Reativos
NERC	North American Electric Reliability Corporation
UAC	Unidade de Aquisição e Controle

Lista de Símbolos

F'	força eletromagnética entre os condutores das fases
μ_0	constante da permeabilidade magnética do vácuo
I''_K	corrente de curto-circuito trifásica simétrica subtransitória
a	distância entre os eixos das fases do barramento
l_c	comprimento do condutor no vão, incluindo a flecha
l	comprimento do vão
$F_{t,d}$	força entre os condutores, incluindo a força dinâmica
F_{st}	força estática
φ	parâmetro de carga do condutor
ψ	fator de força de ruptura do condutor
$cc(i)$	montante de corte de carga para o estado de falha i
$U(i)$	indisponibilidade do estado de falha i
λ_a	taxa de falha do componente
μ_s	taxa de manobra do componente (inverso do tempo de manobra)
μ	taxa de reparo do componente (inverso do tempo de reparo)
λ''	frequência de manutenção do componente
r''	tempo médio de manutenção do componente

Sumário

Capítulo 1 - Introdução	14
1.1 Considerações iniciais	14
1.2 Recapitação (<i>Uprating</i>) e Modernização (<i>Upgrading</i>)	16
1.3 Tecnologias AIS, GIS e MTS	17
1.4 Objetivos da Dissertação	20
1.5 Estrutura do documento	21
Capítulo 2 - Estado da arte	22
2.1 Considerações Iniciais	22
2.2 Revisão bibliográfica	22
2.3 Considerações finais	38
Capítulo 3 - Roteiro para avaliação de subestações: metodologia e procedimentos.....	39
3.1 Metodologia	39
3.1.1 Vida útil da Instalação e horizonte de planejamento.	42
3.1.2 Correntes nominais e curtos-circuitos	45
3.1.3 Suportabilidade dos barramentos da subestação.....	49
3.1.4 Configuração do esquema de manobras inadequado	52
3.1.5 Arranjo físico inadequado	57
3.1.6 Avaliação de custos e de riscos	58
3.1.7 Avaliação das proteções, teleproteção e serviços auxiliares.	58
3.1.8 Estados dos equipamentos e causa de falhas	59
3.2 Tomada de decisão	61
3.3 Considerações finais.....	63
Capítulo 4 - Demonstração da proposta em caso teste.....	64
4.1 Escolha do pátio de manobras	65
4.1.1 Vida útil, horizonte de planejamento e idade da instalação.....	69
4.1.2 Características nominais dos equipamentos de manobra, obsolescência e correntes de curto-circuito.....	70
4.1.3. Esforços e suportabilidade dos barramentos.	71
4.1.4. Arranjo físico inadequado, incompatibilidade, requisitos de segurança.....	71
4.1.5. Avaliação de custos e riscos.....	71
4.1.6 Avaliação das proteções, teleproteção e serviços auxiliares.....	73
4.1.7 Tomada de decisão	74

4.2. Avaliação de confiabilidade.....	75
4.3. Simulações e resultados.....	80
4.3.1. Análise da segurança operacional.....	81
4.3.2. Análise da adequação.....	92
Capítulo 5 - Conclusão.....	104
5.1 Conclusões.....	104
5.2 Sugestões para trabalhos futuros	105
Referências.....	107

Capítulo 1 - Introdução

1.1 Considerações iniciais

O envelhecimento e a obsolescência são fatores inerentes aos sistemas elétricos de potência, incluindo o sistema elétrico brasileiro, sendo, por isso, inevitável a modernização das subestações, que devem ser renovadas também, quando os parâmetros da rede (corrente de curto-circuito, corrente nominal, tensão, etc.) mudam - o que ocorre devido às mudanças na rede de transmissão (expansão do sistema). Ou ainda, por exemplo, quando se deseja melhorar a confiabilidade do sistema elétrico devido às instalações operando em final de vida útil, segundo a brochura 532 do CIGRÉ [CG13].

Em geral, reforços, ampliações e modernizações da rede necessitam de investimentos na construção de novas subestações, de linhas de transmissão, de parques de geração e/ou modernização e recapacitação das instalações existentes, que por sua vez devem estar sempre associados a um controle efetivo de possíveis impactos socioambientais.

Como muitas instalações do sistema elétrico estão localizadas nas cidades ou próximas a elas, a concessionária proprietária encontra dificuldades em expandi-las e/ou em modernizá-las, seja por limitação física/ambiental, seja por dificuldade na implementação de novas metodologias/tecnologias.

O desenvolvimento tecnológico dos equipamentos de alta tensão permitiu uma redução nas suas dimensões, como, por exemplo, os disjuntores. Esses equipamentos eram extremamente grandes e necessitavam frequentemente de manutenção [AS12].

Um dos primeiros disjuntores utilizados em subestações era do tipo GVO (Grande Volume de Óleo). Este modelo ainda é encontrado em parques antigos. Com a evolução da tecnologia, passou-se a adotar o fluxo forçado de óleo sobre o arco do disjuntor, o que possibilitou a diminuição do volume de óleo empregado, e passou-se a utilizar os disjuntores do tipo PVO (Pequeno Volume de Óleo) conforme Peixoto, Gilton [GP05]. A figura 1.1 mostra um disjuntor GVO e outro do tipo PVO.

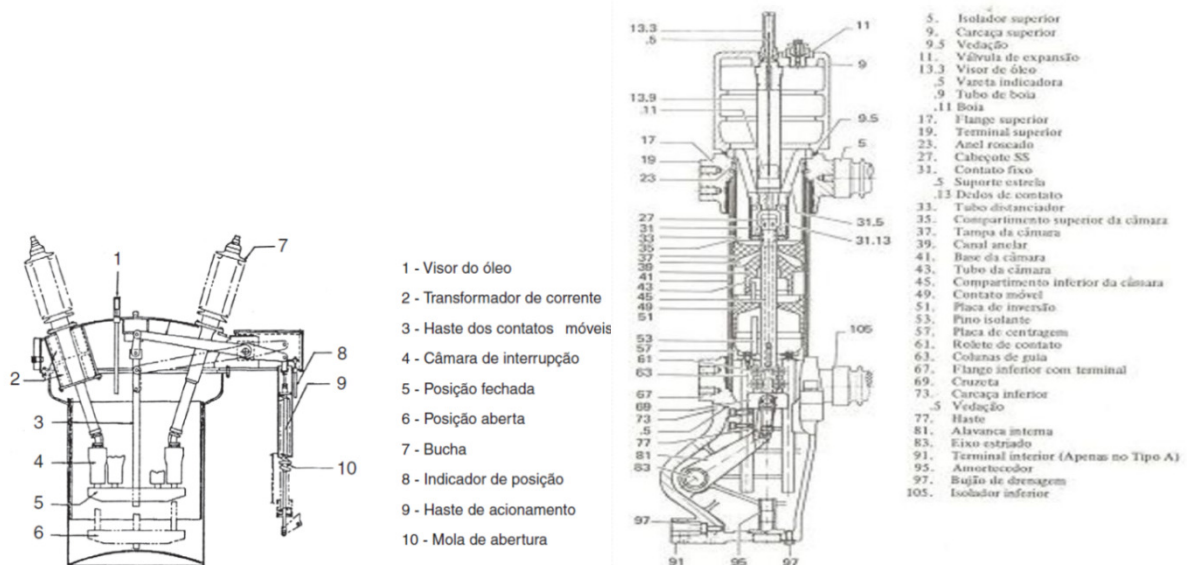


Figura 1.1 – Disjuntor GVO e PVO respectivamente

Fonte: Universo elétrico (2020)

Continuando o avanço tecnológico, passou-se a fabricar disjuntores tendo como meio de extinção o ar comprimido e posteriormente disjuntores com meio de extinção a gás SF₆, que é a principal tecnologia disponível no mercado para subestações de todas as tensões e, atualmente, amplamente utilizado na alta tensão. A figura 1.2 mostra disjuntores a ar comprimido e a SF₆, respectivamente.



Figura 1.2 – Disjuntor a ar comprimido e a SF₆ respectivamente

Fonte: Universo elétrico (2020)

A adoção de novas premissas de projeto, em especial no setor elétrico, encontra diversas barreiras no mercado, seja por falta de conhecimento da tecnologia, seja por requisito de edital ou por padronização de projeto. O setor elétrico brasileiro, diferentemente de outros países, possui um operador único - o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que tem por finalidade coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão que compõem o Sistema Interligado Nacional.

O ONS atua sob a fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A ANEEL tem por obrigação legal o estabelecimento da regulação do setor, além de fiscalizar os prestadores de serviços de energia elétrica. A agência também pode atuar como mediadora entre os agentes e os consumidores e promover outorgas de concessão, de permissão e de autorização de forma delegada pelo Governo Federal.

1.2 Recapitação (*Uprating*) e Modernização (*Upgrading*)

Primeiramente, se faz necessária a definição do conceito de *uprating* e *upgrading*. *Uprating* ocorre quando há superação de alguma característica em algum equipamento ou estrutura física da subestação, impondo a necessidade de intervenção na subestação para reforço e/ou substituição de equipamentos e estruturas. Por exemplo, o aumento das correntes de curtos-circuitos, devido à evolução do sistema, superando a capacidade nominal dos disjuntores da subestação é uma situação típica de *uprating*. De modo geral, sempre que a expansão do sistema elétrico impuser solicitações acima da suportabilidade dos equipamentos da subestação, ficará criada a condição para *uprating* [CG13].

Já *upgrading* ocorre quando há a necessidade de modernização na subestação ou em parte de suas instalações para melhor atender o sistema elétrico. Pode ocorrer, por exemplo, devido ao final de sua vida útil; devido à limitação física para a sua expansão; devido à obsolescência do sistema de comando, controle e proteção; devido à insuficiência da configuração de barra da subestação face à necessidade de aumento da sua confiabilidade ou mesmo devido às novas exigências externas - como aumento da poluição, necessidade de redução de nível de ruído ou até mesmo para atender a alterações na regulamentação do setor elétrico [CG13].

Em 2015 Fraga, Fabio [FN15] apresentou durante o SNTPEE os conceitos básicos do *working group* B3.23 relacionados ao tema de *upgrading* e *uprating* de subestações e aplicou os conceitos deste grupo de trabalho em um projeto de subestação de 230kV.

1.3 Tecnologias AIS, GIS e MTS

Uma vez identificada a necessidade de *uprating* e/ou *upgrading* de uma subestação, deve-se analisar e definir qual tecnologia será utilizada para atender as alterações necessárias.

Atualmente, existem três tecnologias disponíveis no mercado, a AIS (*Air Insulated Switchgear*), GIS (*Gas Insulated Switchgear*) e a combinação destas MTS (*Mixed Technology Switchgear*).

Em geral, as subestações mais antigas utilizam tecnologia AIS, que era a única disponível na época de sua construção (principalmente para extra-alta tensão) ou a relação custo-benefício da época a indicava como melhor solução. Nos últimos vinte anos, as tecnologias de compactação ganharam espaço devido à maior atratividade de seu custo-benefício devido redução do seu custo ou da elevação dos custos de terreno para implantação de subestações. A tecnologia GIS (totalmente isolada e blindada em SF₆) é usualmente empregada em áreas onde há grande restrição de espaço, como, por exemplo, em subestações de distribuição e em subestações elevadoras/manobras de UHEs, instaladas no interior da casa de força. No Brasil, mais recentemente, as GIS vem sendo cogitadas para serem empregadas em subestações de transmissão. A tecnologia MTS (os *bays* são isolados e blindados em SF₆ e os barramentos são convencionais, isolados em ar) é relativamente nova e vem ganhando espaço no setor elétrico brasileiro, tanto na distribuição quanto na transmissão, a partir do início deste século.

No seminário Subestações Urbanas do CIGRÉ, de 2013 Arcon, Alexandre [AA13] apresentou um trabalho cujo objetivo foi estabelecer um procedimento comparativo para a tomada de decisão quanto ao tipo de tecnologia de isolamento de subestações.

Porém, a utilização das tecnologias GIS e MTS se torna atrativa quando se tem espaço limitado (necessidade de instalações compactas), além de proporcionar maior rapidez de instalação e menor custo com manutenção.

Além disso, muitas dessas subestações AIS foram construídas em áreas rurais ou em subúrbios, que se transformaram em áreas urbanas, e caso seja necessária uma expansão, pode não haver espaço disponível para utilização de tecnologia AIS.

Estudos mostram que em alguns casos uma reconfiguração de uma subestação AIS para GIS pode reduzir a área para até 15% da original [CG13], sendo que a sua adoção depende da relação benefício/custo favorável, como indicado na figura 1.3.

No entanto, uma mudança tão radical pode não ser viável. Neste caso, uma excelente alternativa seria utilizar a tecnologia MTS, na qual se conseguiria uma redução de espaço, porém de forma menos impactante. A tecnologia MTS faz uso de equipamentos híbridos. Existem diversos tipos de configurações híbridas de subestações e deve-se estudar qual melhor solução para cada caso.

A tecnologia híbrida permite a compactação através da alocação dos equipamentos de manobra e medição em módulos compactos isolados à SF₆ que podem ser conectados externamente a equipamentos isolados a ar.

Um módulo híbrido é composto de um invólucro de gás para cada fase. Este invólucro é composto de disjuntores, seccionadores e chaves de terra, transformadores de corrente e de potencial.

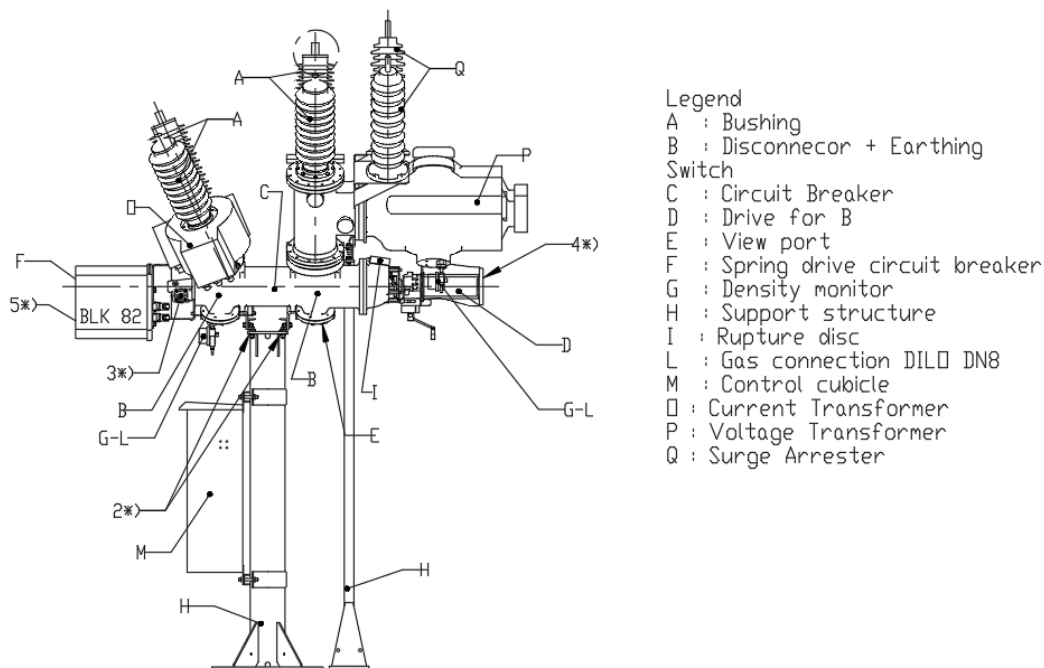


Figura 1.3 – Módulo Híbrido M00

Fonte: ABB

Assim, como os equipamentos encontram-se dentro de um módulo, tem-se apenas uma conexão externa, o que é uma vantagem adicional dos equipamentos híbridos, visto que isto minimiza as despesas com construção civil; e, além disso, o transporte e a instalação de uma unidade híbrida são algo consideravelmente facilitado.

Devido ao encapsulamento em SF₆, a manutenção é simples e com intervalos maiores em comparação com equipamentos de manobra convencionais, e a confiabilidade operacional e de segurança são maiores (desde que a concepção da configuração de barra seja adequada), principalmente em condições ambientais severas. Isto os torna adequados para instalação em ambientes empoeirados, corrosivos e/ou de climas extremos.

A solução híbrida tem atendido às principais questões enfrentadas pela área de engenharia, como ter mais circuitos (vãos) em menor espaço, *layout* mais simples, menor tempo de instalação, alta padronização e modularidade, redução das obras de construção civil, transporte facilitado, dimensões predefinidas, facilidade de comissionamento.

O custo dos equipamentos de alta tensão de uma subestação com equipamentos híbridos é maior do que de uma subestação convencional. Porém, a expectativa é de que o custo total pode ser menor quando se inclui na análise os custos referentes à infraestrutura, ao valor do terreno (área ocupada) e o valor presente dos custos de operação e de manutenção, entre outros. A figura 1.4 ilustra essa situação [AA13]. Cada projeto deve ser analisado, pois os fatores que influenciam podem ser alterados como, por exemplo, o custo do terreno (depende da localidade) e os custos dos equipamentos blindados (são importados e dependem da taxa de câmbio).

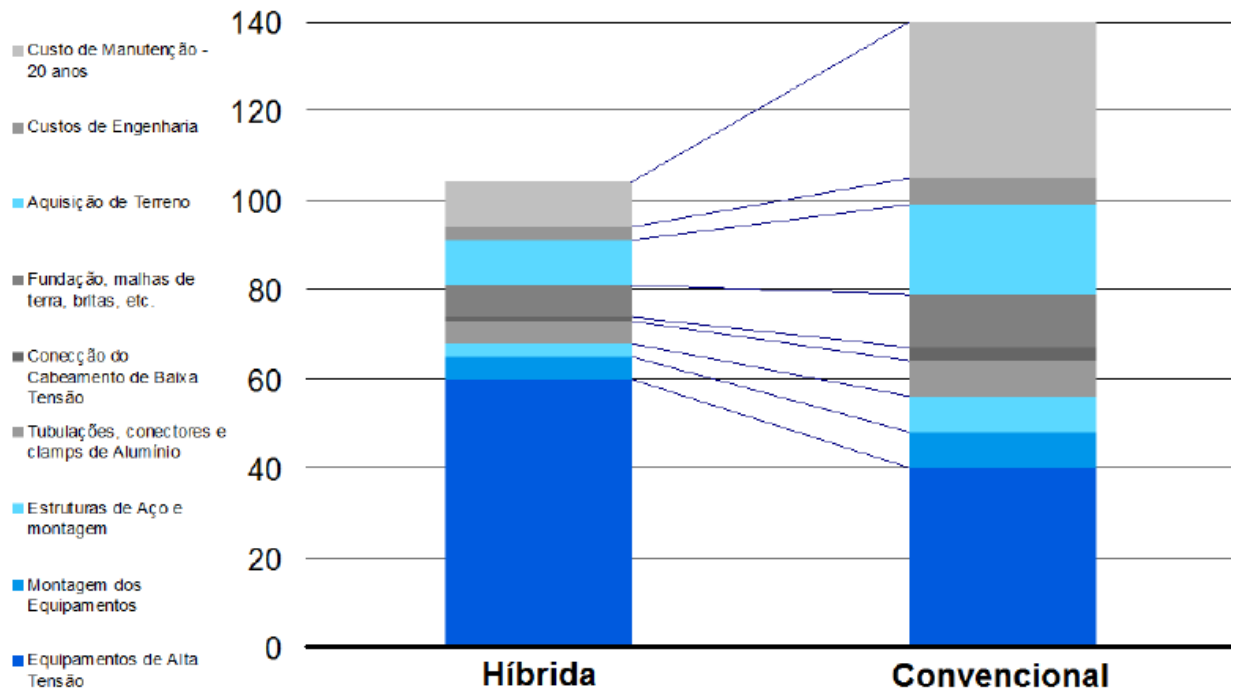


Figura 1.4 – Comparação relativa de custo entre SE Híbrida (MTS) e SE Convencional (AIS).

Fonte: SNPTEE (2013).

1.4 Objetivos da Dissertação

Não é raro que, ao se deparar com a necessidade de atuar na modernização e/ou na recapacitação de subestações, um engenheiro ou uma equipe multidisciplinar, mesmo com alguma experiência, poderá encontrar dificuldades para a execução da

tarefa de modo satisfatório, uma vez que os prazos para realizar todas as análises necessárias, frequentemente, são exíguos.

Portanto, o objetivo deste trabalho é traçar diretrizes para *uprating* e *upgrading* de subestações de transmissão. Envolve um levantamento bibliográfico sobre o tema, discussões sobre aspectos da legislação vigente no setor elétrico brasileiro, além de apresentar um estudo de caso real. Os termos acima citados são conceitos definidos internacionalmente e, normalmente, aparecem em publicações do CIGRÉ. Serão destacados os principais pontos que devem ser observados por todos os profissionais envolvidos em projetos de modernização de subestações do sistema elétrico brasileiro, envolvendo aspectos regulatórios, de estudos elétricos, de projeto bem como questões operacionais.

O tema tem amplitude e envolve avaliações específicas nas áreas de estudos elétricos, projeto e construção de subestações, além de questões relativas à operação das instalações. Assim, no roteiro definido, o objetivo é o de discussões sobre práticas que já foram adotadas, sobre os principais conceitos envolvidos, bem como as principais referências bibliográficas que devem ser consultadas.

1.5 Estrutura do documento

Este documento foi organizado em cinco capítulos. O Capítulo 1 é introdutório e traz comentários sobre o tema e conceitos iniciais. No Capítulo 2 foi realizado um levantamento bibliográfico envolvendo análise e comentários sobre as principais publicações nacionais e internacionais sobre o tema abordado. No Capítulo 3 foi definido um roteiro para avaliação de subestações, um passo a passo, que inclui os principais conceitos, discussões e referências bibliográficas de livros, normas e guias de aplicação. O Capítulo 4 traz a aplicação do roteiro definido em um estudo de caso real. Finalmente, no Capítulo 5 tem-se as conclusões da dissertação e proposta para trabalho futuro.

Capítulo 2 - Estado da arte

2.1 Considerações Iniciais

A preocupação com o desenvolvimento de novas soluções para a implementação de projetos de subestações de alta tensão, visando a compactá-las, surgiu devido ao aumento da demanda por energia elétrica aliada à disponibilidade de área *versus* o valor do metro quadrado do terreno, e/ou problemas de desapropriação de terrenos já ocupados. Além disso, existem as questões de ordem técnica, como a redução do tempo de execução do projeto e o tempo de manutenção dos equipamentos.

Atualmente no Brasil não existe um roteiro orientativo para as concessionárias sobre como proceder nas avaliações relativas à modernização e/ou recapitação. O ONS [ONS16] define parâmetros para a implantação e expansão de subestações em seus submódulos, em especial o 2.3 – Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos, devendo as transmissoras seguir essa legislação. No aspecto do arranjo eletromecânico cada agente é livre para seguir os seus critérios de projeto elétrico, definição de materiais, etc. Frente às situações de obsolescência, superações e limitações, as empresas devem agir e apresentar a solução para o órgão regulador.

2.2 Revisão bibliográfica

De forma a corroborar com a proposição deste trabalho, foi elaborada uma revisão bibliográfica com os principais estudos que foram publicados a respeito da compactação de subestação no Brasil e no mundo.

Existem diversas soluções de compactação de subestações, como por exemplo, a apresentada por Gilton R. Peixoto [GP05], na qual é proposta a integração de funções de vários equipamentos em um único. A solução proposta, AIM-S, traz um módulo de chaveamento compacto, composto de disjuntor, transformador de corrente, seccionador e chave de aterramento. A figura 2.1 mostra a tecnologia proposta. Neste caso, a compactação ocorre devido ao rearranjo dos equipamentos, mas trata-se de isolamento em ar – AIS.

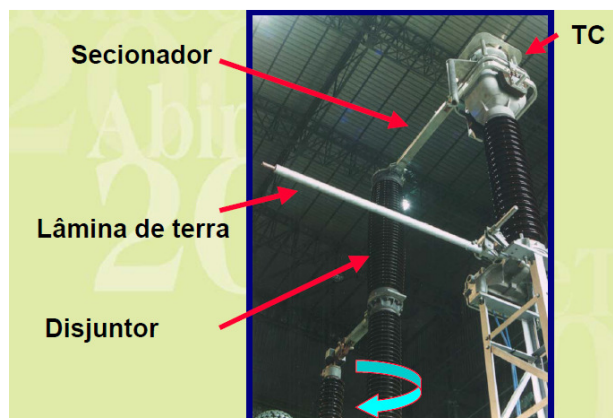


Figura 2.1 – Detalhes do módulo compacto AIM-S

Fonte: ABINEE TEC (2005)

Em 2013, ocorreu em Recife, na sede da empresa CHESF, um importante evento do grupo B3 (subestações) do CIGRÉ, cujo tema foram as subestações urbanas. Neste evento foram apresentados vários trabalhos sobre a compactação de subestações. Entre eles, destacam-se: a experiência da CEMIG na aplicação de subestações compactas urbanas de 138 kV [AC13]. A empresa apresentou um critério de avaliação para tomada de decisão na implantação de subestações em zonas urbanas. Os critérios apresentados foram técnicos, econômicos, ambientais e regulatórios. A partir da análise do cenário e com base nos critérios adotados, a empresa poderá determinar a melhor solução. De modo geral, o módulo híbrido apresentou uma redução de espaço físico, bem como os custos de manutenção são reduzidos.

A WEG [JB13] apresentou uma solução de compactação em subestação móvel. Essa subestação foi concebida de forma a ser usada como um módulo emergencial ou para um suprimento temporário de energia. A subestação foi concebida para ser móvel e, dessa forma, a subestação está montada em um chassi de caminhão adaptado. Para a redução de tamanho, a subestação utiliza módulos híbridos, proporcionando maior flexibilidade para o seu deslocamento. As figuras 2.2 e 2.3 mostram a disposição dos equipamentos.

O sistema da WEG visa atender as subestações de distribuição e já foi adquirido por diversas concessionárias de distribuição no Brasil e no exterior. Segundo o fabricante, já foram fornecidas mais de sessenta subestações móveis.

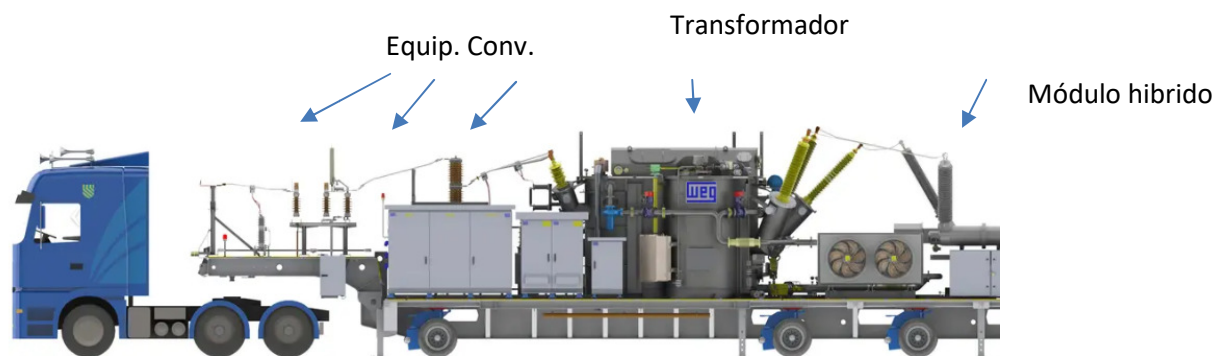


Figura 2.2 – Subestação móvel compacta WEG

Fonte: WEG divulgação



Figura 2.3 – Subestação móvel compacta em operação

Fonte: CIGRÉ - Seminário subestações urbanas 2013

Outros tipos de soluções foram apresentados no evento, Arcon, Alexandre [AA13] apresentou as soluções da ABB para subestações compactas. Os pontos principais do artigo foram a análise comparativa de confiabilidade entre os arranjos

convencionais e os arranjos com equipamentos isolados a SF₆, e posteriormente foi apresentada uma estimativa de custo durante toda a vida útil de uma subestação.

Segundo o estudo, a solução que apresenta uma menor taxa de falha é uma subestação isolada a gás SF₆. Esse resultado já era esperado pela própria condição de instalação do equipamento. Como uma GIS fica abrigada, ela está muito menos susceptível a intemperes. A solução híbrida chamada de MTS apresenta uma taxa de falhas sensivelmente inferior à solução por equipamento convencional - AIS.

A estimativa de custos foi elaborada comparando os custos de aquisição dos equipamentos principais, manutenção durante 20 anos, custos do projeto, aquisição de terreno, cablagem e miscelâneas. Um grande fator de influência que não foi abordado foi a questão cambial, a qual pode ser determinante para a viabilidade econômica do projeto.

A concessionária de distribuição ELEKTRO foi representada por Rotta, André, [AR13], que realizou estudos de viabilidade considerando os cenários em cada novo empreendimento. Como a empresa é concessionária de distribuição, o foco dos estudos ficou limitado a subestações de 138kV, podendo seguir o arranjo eletromecânico mais conveniente, sem a necessidade de atender aos procedimentos de rede.

O principal motivador dos estudos de novas tecnologias foi a escassez de terrenos e limitação de área para expansão do sistema, o uso de equipamentos isolados a SF₆, que, segundo o autor, poderá trazer uma economia de terrenos entre 30 e 50 por cento. Segundo a IEC 62271-205, [IC08], define equipamento compacto como: “equipamento de manobra compacto consiste de pelo menos um equipamento de manobra diretamente conectado, ou dividindo componentes, a um ou mais equipamentos e que haja interação entre as funções individuais de cada um”. Desta forma o módulo híbrido é tratado como um equipamento único com múltiplas funções. A norma estabelece três tipos de arranjos considerados compactos conforme figura 2.4.

Os arranjos do tipo 1 e do tipo 2 são convencionais - AIS, cuja compactação é obtida com otimizações na engenharia de projetos. O arranjo do tipo 3 utiliza módulos híbridos para a obtenção da compactação.

IEC 62271-205:

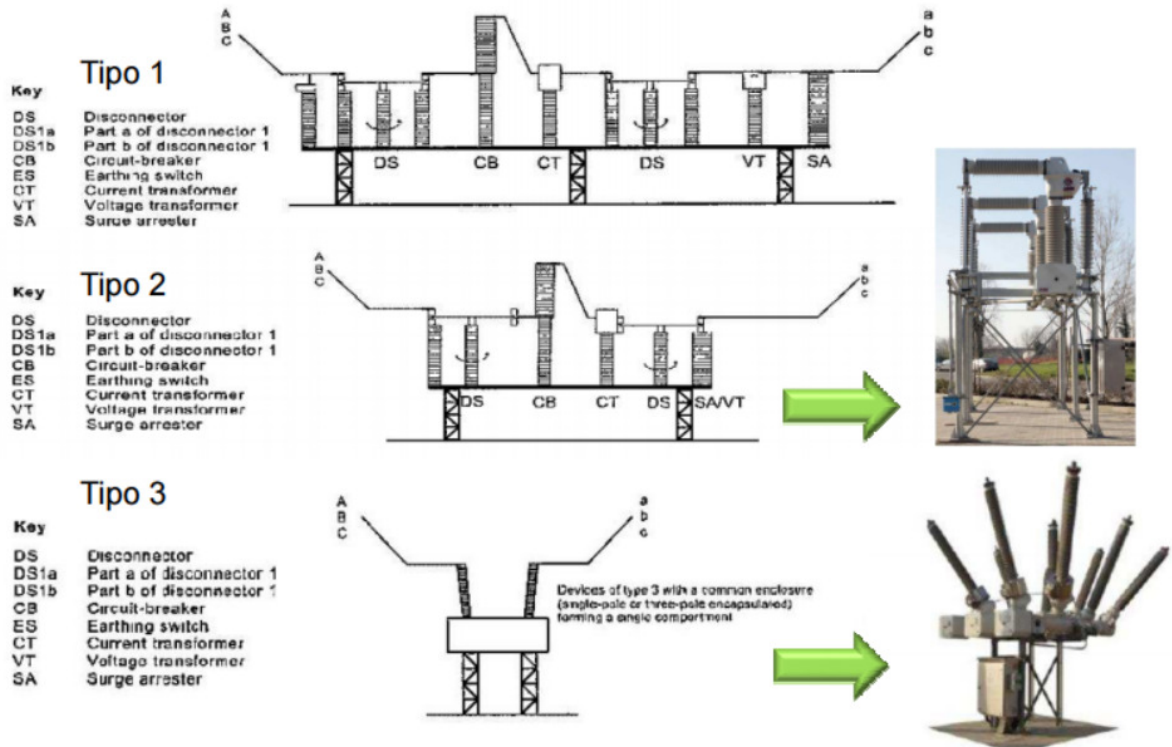


Figura 2.4 – Arranjos compactos para SEs urbanas

Fonte: CIGRÉ Seminário subestações urbanas 2013

Para os equipamentos de manobra isolados a gás em invólucro metálico (GIS), existe uma norma específica a IEC 62271-203 [IC12], que define a GIS como: *“equipamento de manobra em invólucro metálico no qual a isolamento é obtida, pelo menos parcialmente, por um gás isolante que seja diferente do ar à pressão atmosférica”*.

Foi apresentado o caso da subestação de Bertioga 4, a instalação deveria ser construída próxima de condomínios de alto padrão, o terreno deveria ser central, mas existiam várias restrições ambientais além do custo de aquisição do terreno. Com isso foi elaborado um arranjo alternativo com o uso de equipamentos híbridos, conforme a figura 2.5 seguinte:

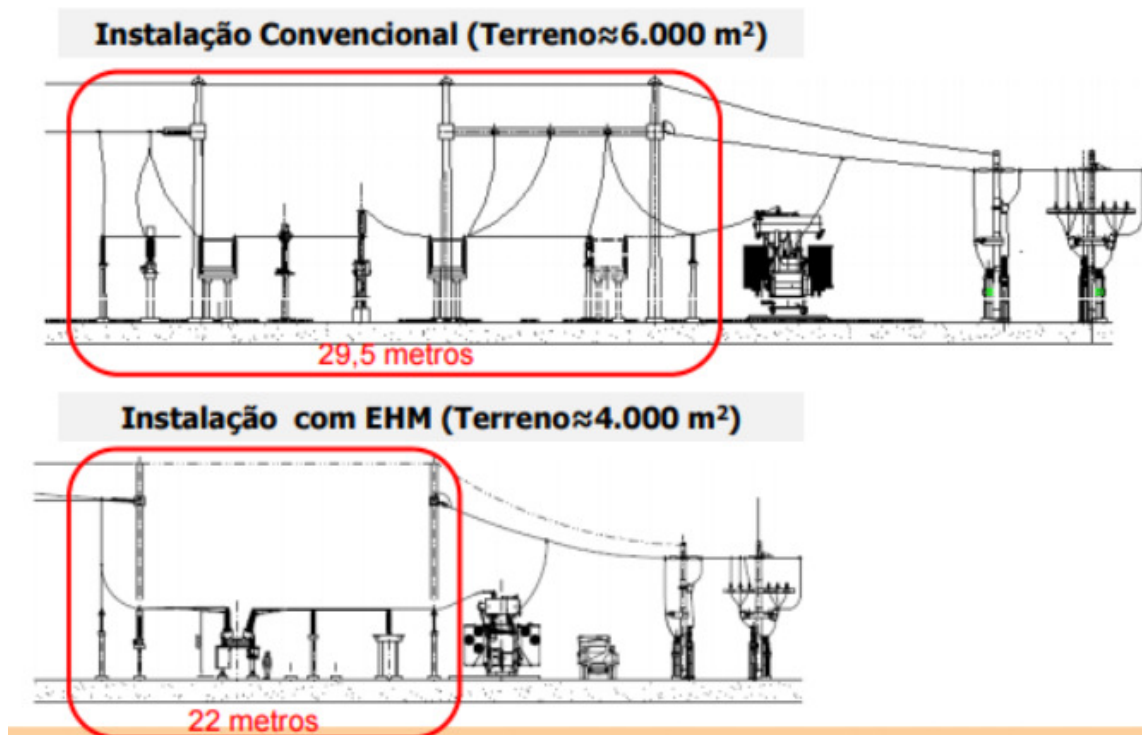


Figura 2.5 – Redução de área com o emprego da tecnologia MTS

Fonte: CIGRÉ - Seminário subestações urbanas 2013

De acordo com o que foi mostrado na figura 2.5, a empresa conseguiu uma economia com a aquisição de terrenos de dois mil metros quadrados. Além dessa economia a empresa apresentou um quadro resumo comparando os demais custos do projeto, conforme tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Comparativos de custos devido à compactação

item	Descrição	SE CONVENCIONAL %	SE com EHM %	VARIAÇÃO %
1	Projetos	100	100	-
2	Serviços	100	90	- 10%
3	Equipamentos	100	126	26,0%
4	Materiais e Estruturas	100	100	-
5	Terreno e Acesso	100	65	- 35%
6	Licenciamento Ambiental e Compensações	100	35	- 65%
7	Outros (Fretes, despesas de viagem, vigilância, etc...)	100	100	-
	TOTAL	100	99,5	- 0,5%

Com base na tabela 2.1 pode-se comprovar o que já foi comentado. Ou seja, o aumento no custo dos equipamentos de alta tensão foi compensado pela redução no custo do terreno e custos com licenciamento ambiental, viabilizando assim a implantação da subestação. A cada dois anos é realizado o Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, o SNPTEE. Esse evento é o maior evento do setor elétrico na América Latina. A vigésima terceira edição foi realizada no ano de 2015 na cidade de Foz do Iguaçu, Paraná. O tema relacionado a compactação de subestações e novas tecnologias foi amplamente abordado nos grupos de trabalho.

Lacorte, Marta [ML15], apresentou uma solução inovadora, visando proporcionar aumento da disponibilidade e compactar subestações de alta tensão, utilizando o DCB (*disconnecting circuit breaker*), mostrado na figura 2.6. Essa tecnologia diminui a necessidade de manutenção, bem como reduz seu tempo, o que aumenta a disponibilidade da subestação. Nesta solução a utilização do seccionador não é necessária, visto que esta função está incorporada no disjuntor. A função de separação das seccionadoras é garantida pelo aumento da distância entre contatos na posição aberto do disjuntor, mantendo o mesmo nível de isolamento da chave. Para a segurança e inspeções, o DCB possui ainda uma lâmina para aterramento, motorizada e visível. Esta tecnologia é empregada em subestações AIS e concorre com as demais opções técnicas de compactação. A retirada das chaves seccionadoras da solução apresentada reduz a necessidade de espaço, mas, no entanto, diminui a flexibilidade operativa da SE.



Figura 2.6 – Módulo DCB que incorpora as funções de disjuntor e chave seccionadora

Como exemplo de aplicação do equipamento, foi comparada uma SE 145 kV com configuração típica em barra dupla com outra configuração em barra simples seccionada utilizando-se o DCB, ou seja, suprimindo todos os seccionadores do arranjo original, e, segundo a autora, o tempo de manutenção é reduzido em 60% em relação à configuração convencional. A proposta de configuração com DCB é mostrada na figura 2.7.

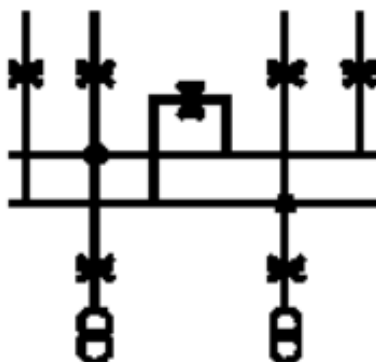


Figura 2.7 – Esquema de manobra com utilização de DCB

Fonte: SNPTEE 2015

Outro ganho percebido foi na área necessária para a implantação da subestação. Como os seccionadores foram eliminados, ocasionou-se uma redução da área necessária, da ordem de 40%. No artigo não foi mencionado uma análise comparativa global, envolvendo custo de investimento, confiabilidade, flexibilidade operativa, custo de manutenção, entre outros. A avaliação global de custo/benefício poderia mensurar os reais benefícios desta solução.

A princípio, a solução parece ser aplicável para subestações de distribuição, que possuem configurações mais simples e, muitas vezes, menor espaço disponível para a sua implantação. Em subestações de transmissão a prática mais usual é a adoção de compactação via tecnologia GIS ou MTS, como comentado à frente.

Neste contexto, de adoção de tecnologias de compactação, Fábio N. Fraga publicou artigo [FN15], apresentando os conceitos básicos do *working group* B3.23 do CIGRÉ e apresentou um estudo de caso em uma subestação da CHESF (Companhia Hidroelétrica do São Francisco). O artigo apresentou os principais tópicos que

devem ser avaliados quando da realização de um *uprating* e ou *upgrading*, com destaque para os aspectos relacionados ao aumento da corrente nominal, corrente de curto circuito e conformidade da configuração de barra, entre outros.

O estudo foi feito para a Subestação Eunápolis 230/138 kV, localizada na Bahia, com o objetivo de alterar a configuração da barra de 230kV, de barra principal e barra de transferência para barra dupla com disjuntor simples e quatro chaves, adequando-a aos requisitos mínimos definidos pelo ONS no submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede.

Após análises de alternativas, chegou-se à conclusão de que a utilização dos módulos híbridos (tecnologia MTS) poderia viabilizar a adequação no projeto em termos de espaços e distâncias elétricas mínimas, como mostrado na figura 2.8. No caso, as chaves para by-pass continuariam sendo as atuais da SE e a barra de transferência deveria ser recapitada, pois passaria a ser barra de operação.

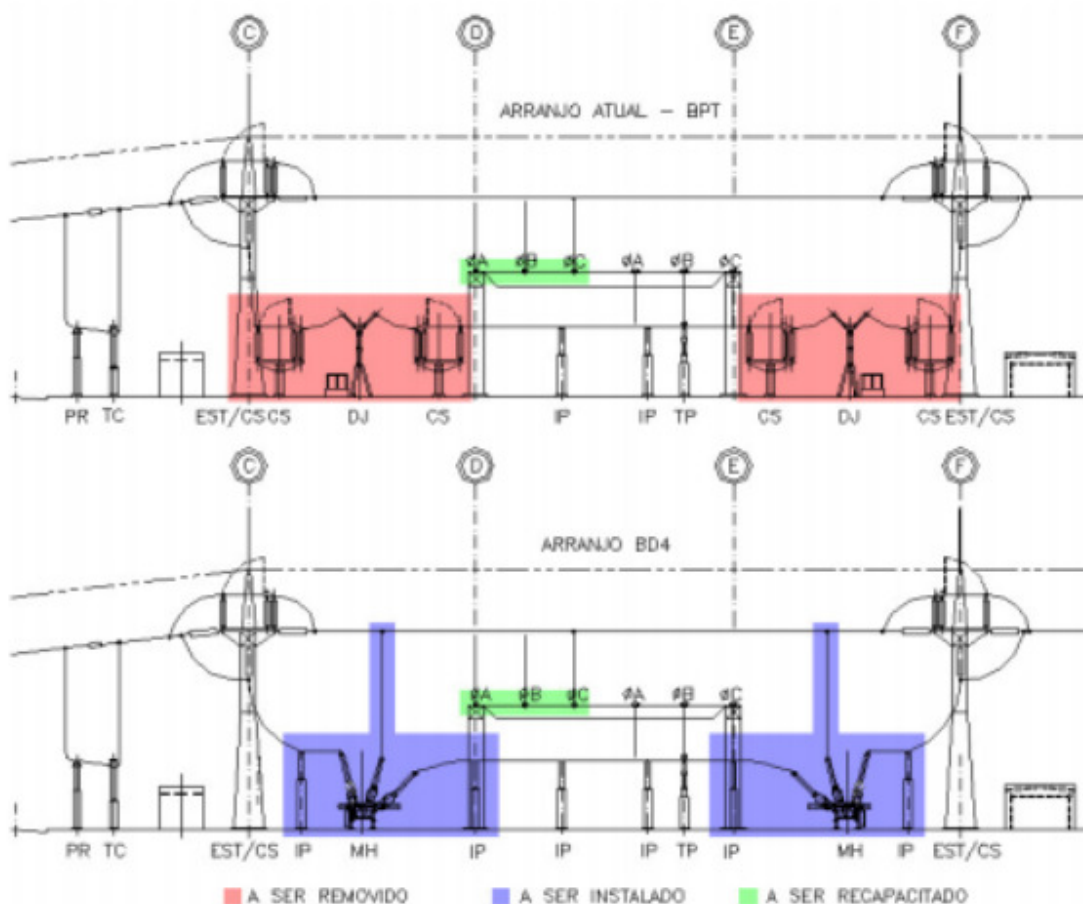


Figura 2.8 – Alterações no arranjo físico para o uso de módulos compactos (MTS)

O artigo apontou as dificuldades para alteração no projeto, com a subestação em operação, envolvendo a necessidade de novas bases para equipamentos, aumento da capacidade de corrente em barramento, novos TCs e TPs, novos isoladores de pedestal, grande alteração no sistema de controle, proteção e supervisão (incluindo a obsolescência) entre outros, e novo comissionamento da instalação como um todo.

Considerando estas razões e ainda os riscos de desligamentos acidentais durante a execução destas modificações, concluiu-se que seria mais viável a instalação de um pátio totalmente em GIS em área disponível da SE, migrando para uma instalação totalmente nova, com um custo global, segundo o autor, semelhante à modernização do pátio atual. O artigo não é conclusivo e sugere uma nova rodada de avaliações, que provavelmente conduzirá a adoção de soluções técnicas intermediárias como, por exemplo, a adoção de um seccionamento de barra na configuração atual da SE.

Xavier, C [CX15], tratou dos aspectos de uma nova subestação MTS em zona rural. Chamou a atenção não somente para a utilização da tecnologia híbrida em zonas densamente povoadas, mas para zonas mais afastadas dos grandes centros, onde, em teoria, a questão de espaço e o valor de terreno não seriam um problema.

Durante o desenvolvimento do projeto, foi verificado que o desenvolvimento da cidade poderia modificar a classificação da região escolhida de rural para zona urbana. O arranjo proposto para a nova subestação foi a barra dupla três chaves, esquema de manobra fora dos procedimentos de rede, mas compatível com a solução MTS. Desta forma, foi necessário o desenvolvimento de estudos que comprovassem o desempenho e confiabilidade do arranjo proposto.

A cada dois anos ocorre o encontro mundial do Comité Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica na cidade de Paris, França. Nesse encontro são apresentados os trabalhos que foram indicados pelos representantes dos comitês de cada país.

Sun, Peng [SP14], China, apresentou um artigo intitulado: “*A new generation of highly integrated smart substation*”, cujo objetivo foi apresentar as tendências de subestações inteligentes com foco em projetos de integração entre equipamentos e

modularização. O autor destaca a grande evolução dos equipamentos de controle e supervisão, o que não ocorreu na mesma velocidade com os conceitos de projetos, seguindo premissas ultrapassadas. Dessa forma estes projetos se utilizam de equipamento ineficientemente integrados, impossibilitando a implantação de sistemas de controle e supervisão mais modernos e, de certa forma, os encarecendo por um grande número de pontos de monitoramento por um mesmo IED.

A simples adoção do disjuntor em conjunto com o seccionador e com um transdutor eletrônico de corrente já eliminaria diversos isoladores no projeto da subestação, reduzindo conseqüentemente o comprimento do vão de manobra, integraria os quadros de controle, por exemplo, diminuindo o número de pontos de monitoramento.

Em uma subestação, o requisito básico da rede de comunicação é a transmissão das informações no menor tempo possível. Segundo o autor, a norma mais utilizada para subestações inteligentes obriga a separar as redes em níveis, que resulta em sua subutilização dos protocolos IEC61850. A integração continua até o sistema de controle da subestação e na casa de controle. A casa de controle, em especial, seria substituída por um sistema de contêineres, porém ele receberia uma sala de cabos abaixo do nível do solo. A figura 2.9 exemplifica a proposta do autor.

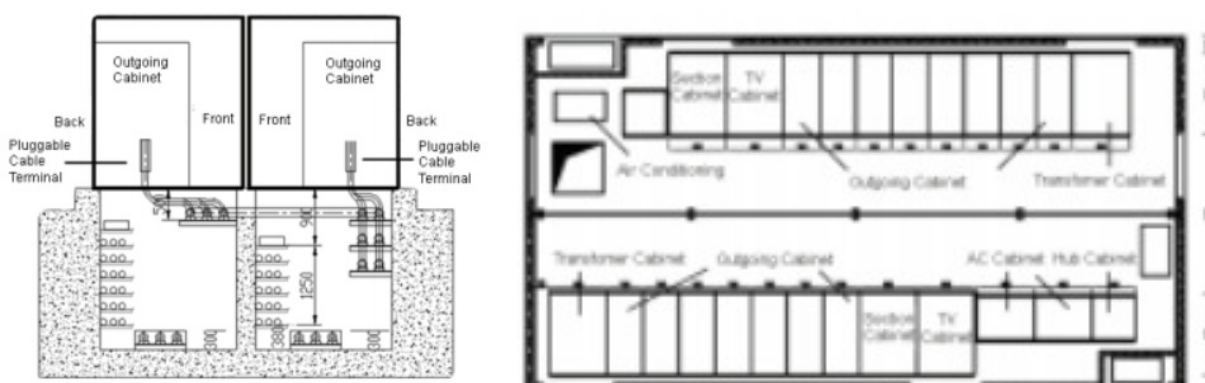


Figura 2.9 - Sala de controle otimizada

Fonte: Bienal Cigrè 2014

Na subestação de nova geração, o número de IEDs (dispositivos eletrônicos inteligentes) utilizados será reduzido em mais de 30%, comutadores de rede em 50%, ocupação do solo em 40-50%, e trabalhos de instalação no local em 60%.

Com a adoção de todas estas metodologias, a área da subestação será drasticamente reduzida. A figura 2.10 aplica os conceitos.

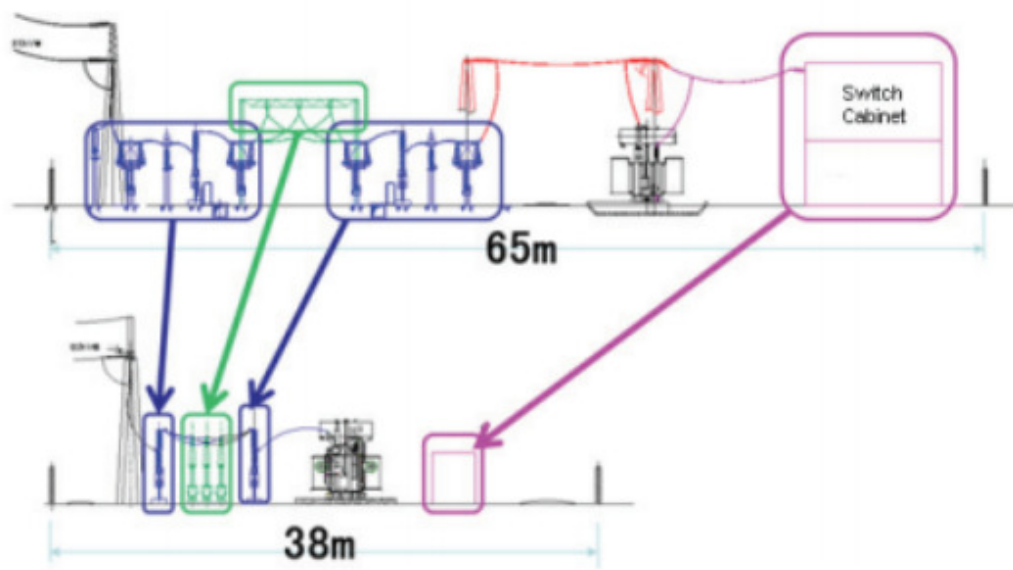


Figura 2.10 - Expectativa de redução de área nas SEs de nova geração

Fonte: Bienal Cigrè 2014

Kovalenko, M, [MK14] apresentou o artigo: *“Renovation and uprating of Substations applying new technologies of equipment of High Voltage obtaining greater availability of electric power and compaction of the dimensions of the Substations.”* O artigo trata das dificuldades de expansão de subestações próximas a grandes centros e a crescente demanda por energia nos dias de hoje. Desta forma as interrupções são cada vez mais indesejadas, seja por manutenção ou por falhas provocadas por circunstâncias alheias ao transmissor ou distribuidor.

O autor cita a evolução dos equipamentos de manobra, disjuntores e seccionadores. Os disjuntores evoluíram bastante, principalmente no quesito de tecnologia de interrupção, do óleo ao SF₆, alteração nas câmaras de extinção, modernização dos mecanismos de operação entre outras, o que levou à diminuição da necessidade de manutenção do disjuntor.

Com isso o autor sugere o uso de equipamentos com filosofia de “plugar e usar”, o que reduziria os prazos de manutenção e indisponibilidade do sistema para o consumidor. Segundo o autor, o disjuntor extraível é a melhor solução, pois as partes sujeitas a manutenção ficam na parte móvel, as partes fixas são livre de

manutenção. A remoção da parte móvel pode ser desconectada com o barramento energizado.

O Japão, representado por Kawikita [KK14], também publicou um artigo sobre subestações. O objetivo era estabelecer estratégias de substituição de forma otimizada de equipamentos de subestação, com foco na gestão de risco. Diferentemente da realidade brasileira, o Japão tem enfrentado uma diminuição na curva de demanda por energia.

Desta forma as empresas de eletricidade têm diminuído o número de novos projetos, mas por outro lado o país tem percebido um aumento no número de projetos de substituição de equipamentos crescente, devido ao envelhecimento das instalações, como mostra a figura 2.11.

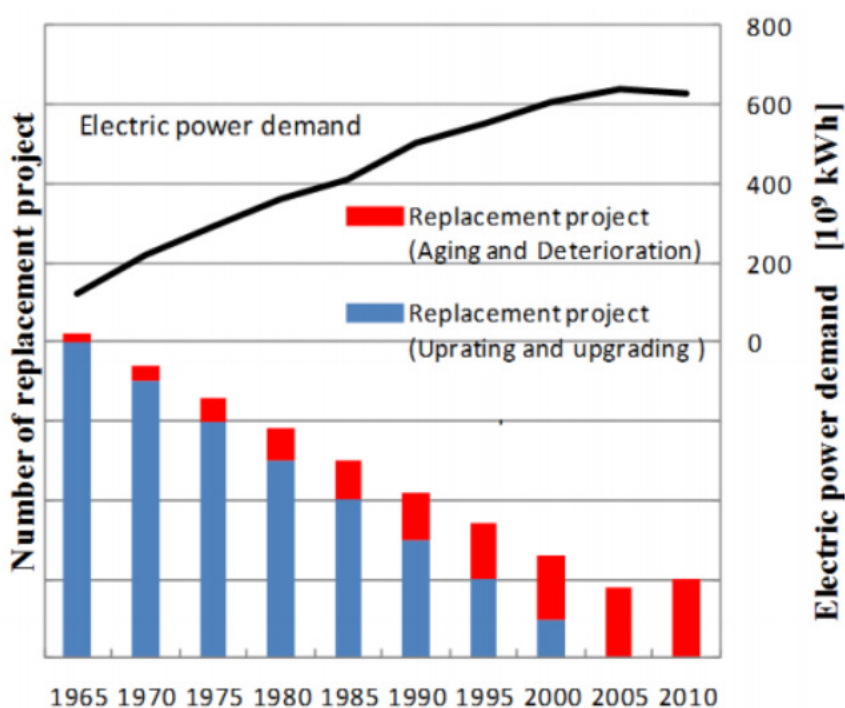


Figura 2.11 - Tendência de substituição de equipamentos no Japão

Fonte: Bienal Cigrè 2014

Conforme o gráfico acima, o país já ultrapassou a etapa de crescimento e os projetos de *upgrading* e *uprating* já são quase inexistentes. Esse dado é extremamente importante para verificar que a necessidade de *upgrading* e *uprating* estão diretamente ligadas ao crescimento da demanda por eletricidade. Em anos

mais recentes as subestações estão sendo substituídas por limitações relacionadas à vida útil.

A renovação (*upgrade*) de uma subestação pelo final da sua vida útil é um projeto que requer um grau de atenção especial por parte das projetistas. Desta forma Wall, B. [BW14], descreveu dois tipos de abordagens: a primeira consiste em uma abordagem parcial e a segunda uma substituição total. considerando a substituição da tecnologia dos equipamentos de manobra.

A primeira abordagem foi da substituição parcial dos componentes da subestação isolada a ar. Os estudos de viabilidade constataram a necessidade do aumento da confiabilidade do sistema e indicaram a necessidade de substituição do sistema de controle, proteção, supervisão e comunicação. A maioria dos equipamentos principais deveriam ser mantidos em operação pois apresentaram um grau satisfatório de conservação e manutenção.

A segunda abordagem - substituição total - foi aplicada às duas principais subestações da capital do país. Desta vez, o estudo de viabilidade apontou a revisão de todo o projeto. A subestação necessitava de uma maior flexibilidade operacional, novos vãos para expansão e aumento da capacidade de transformação e transmissão.

A questão da confiabilidade esteve presente na maioria dos artigos publicados nesse seminário. Péric, Dragoslav [PD14] publicou um artigo focado na análise da confiabilidade em subestações de alta e média tensão. Segundo o autor, a confiabilidade é determinada pelo agrupamento dos equipamentos de formas se tornarem um bloco. As taxas de falhas e tempos de sua duração foram usadas como os principais parâmetros para os índices de confiabilidade dos equipamentos.

O método utilizado para calcular a confiabilidade foi o de busca seletiva. O autor descreve o método como: “confiabilidade das subestações AT / MT é determinada por meio de o método de busca seletiva, no qual coincidências (sobreposição) de eventos de segunda ordem levando à interrupção de certas funções são levados em

consideração. Índices de confiabilidade para equipamentos das subestações HV / MV foram obtidos.

Os estudos foram elaborados em subestações com configurações em barra simples e barra dupla. Os cálculos foram feitos de forma a determinar os índices de confiabilidade, interrupção de capacidade, seja parcial ou total, além dos diferentes estados dos equipamentos de manobra. Foi feita a análise de sensibilidade dos resultados obtidos. O método de busca seletiva que, segundo o autor, é um método simplificado do método *minimal cut set* (conjuntos mínimos de cortes) apresentado por J. Nahman e N. Mijušković.

O autor compara os resultados obtidos em duas situações: A primeira com os esquemas de manobra em H (barra simples seccionada) e depois com os esquemas de manobra em barra dupla. O índice de indisponibilidade é expresso em minutos, as tecnologias comparadas foram a GIS e AIS. O gráfico da figura 2.12 resume os resultados encontrados, para diversos esquemas de manobra inclusive os que não foram objetos de maiores estudos. Pode-se constatar que o arranjo com tecnologia GIS apresenta menor indisponibilidade da configuração da SE para a perda total de continuidade, em minutos por ano, quando comparado com a convencional – AIS (cor lilás). Quando se trata de comparar a indisponibilidade das conexões ao sistema de transmissão (função transmissão), em algumas configurações a GIS apresenta maior indisponibilidade devido ao maior tempo de reparo (cor azul).

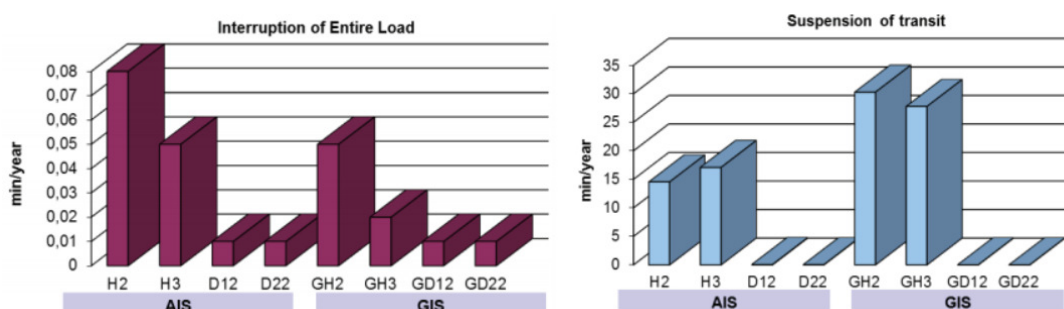


Figura 2.12 - Comparativo de confiabilidade entre AIS e GIS para configurações básicas de SEs,

Fonte: Bienal Cigrè 2014

Como era de se esperar, a indisponibilidade associada à interrupção do fluxo de transmissão é muito maior em um arranjo H do que nos arranjos em barra dupla, supondo que não ocorra falha simultânea de módulos. O autor explica que a indisponibilidade não depende apenas da tecnologia GIS ou AIS, já que a taxa de falha dos equipamentos isolados a ar é maior, porém a duração de uma interrupção numa GIS é maior. A configuração e os procedimentos para manutenção e reparos também tem influência nos resultados. Desta forma, de maneira geral, a tecnologia GIS oferece resultados melhores em todos os esquemas de manobra exceto no H.

No Oriente Médio, segundo LEE M. [ML14], os novos projetos de subestações são elaborados usando tecnologia GIS, inclusive no *upgrading* e no *uprating* das instalações existentes, graças ao aumento da demanda por energia elétrica. A troca de tecnologia está ocorrendo principalmente em zonas de alta concentração urbana, principalmente em Doha, capital do Qatar.

A opção por GIS ocorreu pelo baixo impacto ambiental, baixo nível de interrupção do sistema e devido à baixa disponibilidade de novas áreas para expansão das subestações. O autor apresentou o projeto de substituição de uma instalação dos anos 80 isolada a ar por uma subestação GIS, na tensão de 132kV para a nova GIS. A tabela 2.2 mostra as principais atividades para o projeto.

Tabela 2.2 – Principais ações de upgrading da SE Al Jiffara

Category	66/11kV Existing AIS	132/11kV New GIS	Remark
Plot Area	90x85m	50x75m (approx.)	Remaining area shall be utilized as future extension space.
Overall System	- 66kV 9 Bays Including 4 Bays Spare - 2x20 MVA TR - 11kV SWGR 15 PNL	- 132kV 9 Bays + 6 Bays Future (Space) - 2x60 MVA TR - 11kV SWGR 23 PNL.	
Operation Substation System	Conventional Control	SCS Control, (Computerized)	
Communication	PLC Communication	Fiber Optic Communication	With Al Sulaimi S/S
OHL	2x25 MVA Line	2x260 MVA Line + Cable Line (Cable Compound)	With Al Sulaimi S/S
Others	Guard Room	HVAC, MEP, Deluge and Etc.	

Fonte: Biental Cigrè 2014

O ganho de área livre ao adotar a substituição da antiga instalação pela nova foi de 52%. A nova GIS foi construída no mesmo terreno da subestação original de forma a otimizar a redistribuição dos circuitos. O autor descreve todas as etapas e problemas ocorridos durante o processo de *upgrading*, como readequação dos serviços auxiliares, execução de barramentos isolados a gás e adequação de proteção. Outro evento ocorreu na cidade de Curitiba em outubro de 2017 e reuniu o comitê de subestações e equipamentos do CIGRÉ Brasil. O tema relativo a *upgrading* e *uprating* de subestações foi abordado.

[AM17] Monteiro, Andréia apresentou uma análise de superação de barramento, cujo objetivo foi de apresentar os principais aspectos que devem ser levados em consideração. A superação do barramento em uma subestação pode se dar por aumento no nível de carga e ou aumento dos níveis de curto-circuito. O trabalho estabeleceu uma metodologia para avaliação dos principais equipamentos afetados pelos aumentos dos níveis de curto-circuito e corrente nominal.

2.3 Considerações finais

A revisão bibliográfica demonstrou que o assunto compactação de subestações vem sendo amplamente discutido, sendo que os tradicionais fabricantes de equipamentos de alta e extra-alta tensão para subestações já dispõem desta tecnologia. A decisão sobre a solução a ser adotada para uma ou outra questão (*uprating* ou *upgrading*) passa por um estudo técnico-econômico onde fique clara a relação custo/benefício, além de aspectos específicos da tecnologia e da legislação do setor elétrico. A solução deve ser sempre individualizada para cada caso em função das premissas impostas.

Capítulo 3 - Roteiro para avaliação de subestações: metodologia e procedimentos

Este capítulo tem por objetivo discorrer sobre as principais etapas dos estudos e projeto, a fim de subsidiar tecnicamente a equipe responsável na tomada de decisão em relação à recapacitação e/ou modernização de subestações. Primeiramente, será apresentado um fluxograma das principais etapas de verificação e, em seguida, cada etapa do fluxo será abordada detalhadamente.

3.1 Metodologia

Os critérios adotados neste trabalho foram baseados nas brochuras produzidas pelo CIGRÈ [CG13], [CD09], [GBE19], [GBS19], [AG19] e demais referências bibliográficas já citadas anteriormente. Quando o proprietário da subestação se depara com o final da vida útil de um equipamento e até mesmo de toda a subestação é chegada a hora de se tomar uma decisão: modernizar a subestação ou construir uma nova? Qual dessas alternativas é a mais apropriada? O fluxo para avaliar a grande maioria dos casos é sugerido na figura 3.1. A equipe deve avaliar a sua aplicabilidade a cada caso e promover adequações conforme a sua necessidade.

Os fatores externos, em geral necessidades sistêmicas, como, por exemplo a confiabilidade, devem ser consideradas. A organização pode defini-los como sendo fatores legais, ou seja, por imposição de uma legislação específica do setor, um requisito técnico, uma especificação padrão da organização.

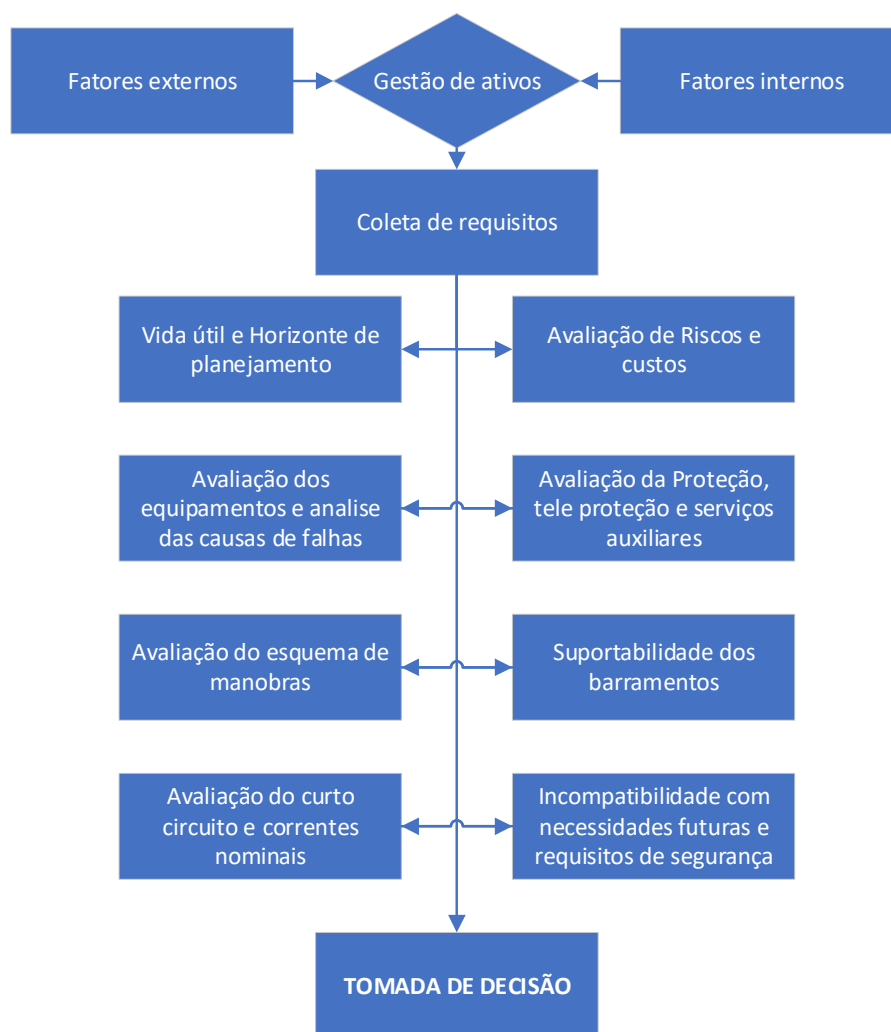


Figura 3.1 – Etapas de análise

Fonte: Antonio, 2018

Os fatores internos, em geral, podem ser os requisitos de manutenção com relação às limitações físicas ou requisitos a aspectos operacionais, como, por exemplo, o tempo de retorno de um equipamento em operação também deve ser considerado. Um levantamento das necessidades da instalação auxiliará na validação dos pontos de verificação sugeridos. Todas as informações necessárias para a avaliação das possibilidades de projetos devem estar disponíveis para a equipe, que deve avaliar a melhor alternativa para a instalação.

A gestão de ativos tem por objetivo identificar os equipamentos que estão em final de vida útil, superados e apresentando falhas recorrentes. Além disso, o gerenciamento de ativos poderá promover uma padronização de certos equipamentos no ambiente corporativo.

As coletas de requisitos de estudos devem ser estabelecidas no início do processo. Esta é a etapa mais importante do projeto. É nessa fase que são definidos os pontos-chaves para a tomada de decisão sobre qual o melhor caminho a seguir, o *upgrading* e *uprating*. Todas as etapas do fluxo proposto devem ser avaliadas em cada caso.

A vida útil será avaliada de forma genérica, considerando os principais componentes da subestação, incluindo equipamentos de alta tensão, sistema de proteção e controle e demais sistemas periféricos.

Avaliação de causas de falhas que deve explorar os tipos de falhas, projetos inadequados, especificações com não conformidades que podem ocorrer em cada equipamento, sendo esse um requisito interno da empresa.

Já o horizonte de ampliações deve ser considerado pelo proprietário, com ressalvas. Em geral, as autorizações para implementação de bancos de transformadores/reatores são dadas aos proprietários em função da demanda, mas no que se refere à vãos de linhas, estes geralmente estão relacionados a leilão para subestações acima de 230kV.

A avaliação dos riscos é tão importante quanto as demais etapas. Esta é uma avaliação dos cenários possíveis ante uma decisão. Os requisitos de segurança devem ser avaliados, como as condições de operação e manutenção. Os custos das diversas soluções devem ser estimados para auxiliar na tomada de decisão.

Assim, observam-se: a avaliação dos sistemas de proteção e teleproteção, requisitos de rede impostos pela legislação para os equipamentos instalados e interferência com a instalação de outros novos equipamentos com a expansão da SE.

Avaliação do esquema de manobras (configuração de barra), bem como da confiabilidade deste de acordo com os requisitos de rede de acordo com as definições de referências impostas pela legislação.

Verificação das correntes nominais e de curtos-circuitos, que deverão ser avaliadas de modo a identificar possíveis superações em seus valores nominais em relação aos equipamentos de alta tensão, bem como em relação à suportabilidade dos barramentos da subestação.

A partir desse momento é que se deve ter em mente que o *upgrading* e o *uprating* são opções a serem consideradas. A metodologia proposta pela brochura [CG13] combinada com outros trabalhos [SF13], [AM17], [RS18], [AV14], [GBS19] serão aplicadas para a definição da melhor solução para uma subestação de 138kV. Os subitens abaixo irão detalhar melhor cada etapa de verificação.

3.1.1 Vida útil da Instalação e horizonte de planejamento.

Com a mudança do cenário econômico e regulatório, as empresas de transmissão tiveram que adequar os custos de operação, manutenção e implantação, e por consequência, estudar com mais detalhe cada passo de um empreendimento. Desta forma, diversas subestações no Brasil já estão em operação há mais de 40 anos, idade essa superior aos contratos atuais, que preveem uma concessão de 30 a 35 anos de um determinado empreendimento. Assim, avaliar o horizonte de vida útil da instalação é preponderante para o início de qualquer estudo. Deve-se avaliar também os estados dos equipamentos e possíveis obsolescências.

3.1.1.1 Horizonte de planejamento.

O horizonte de planejamento deve ser verificado. O caminho até uma autorização por vezes não é muito claro. Conforme pode ser visto, na Tabela 3.1 encontra-se a classificação das obras de acordo com a legislação atual do setor. O caminho natural de uma autorização de substituição de equipamentos em uma subestação pode vir dos relatórios de pequenas melhorias, pequenos reforços, grandes melhorias e grandes reforços. Normalmente, as resoluções autorizativas são emitidas para os proprietários das instalações, mas existem casos de resolução emitidas para acessantes.

Tabela 3.1– Classificação de obras segundo a legislação atual.

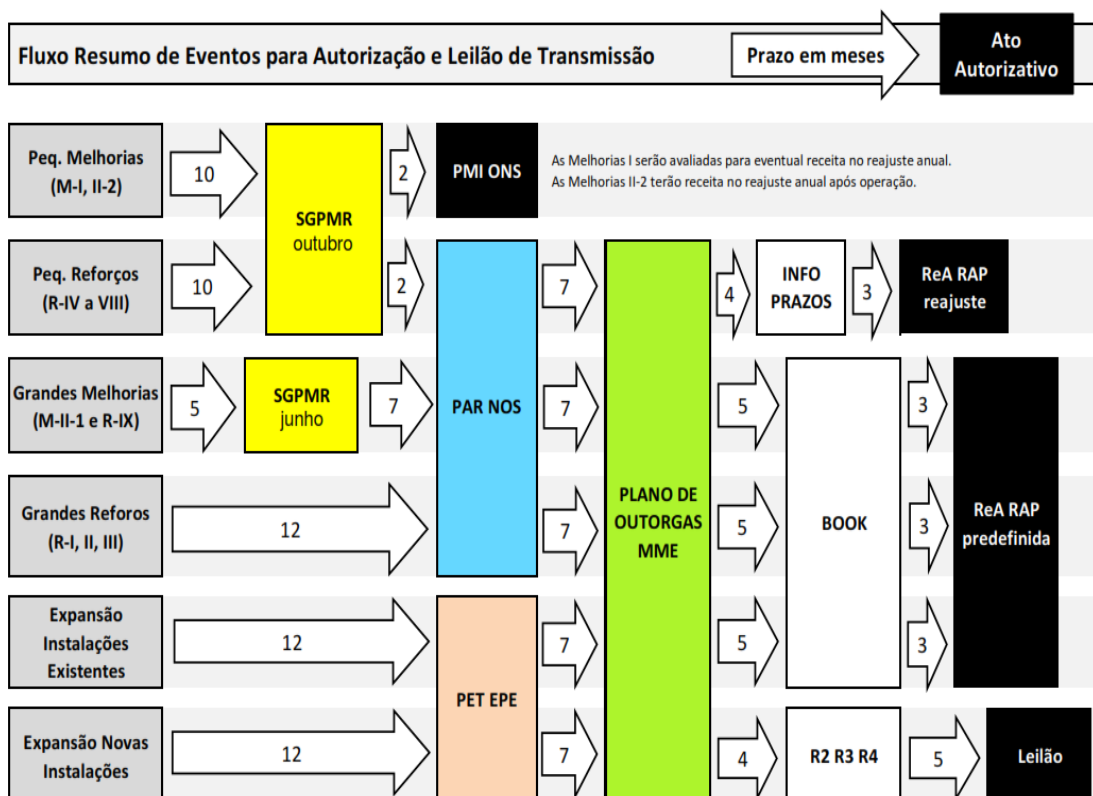
Classificações de Obras REN 443/11 e 643/14

Tipo de Obra	Classe	Descrição	
Melhorias Pequeno Porte	I	Obras e Equip p/ menor indisponibilidade	Ato Autorizativo
	II-2	Final vida útil ou obsolescência (peq porte)	PMI ONS
Melhorias Grande Porte	II-1	Final vida útil ou obsolescência (grande porte)	ReA RAP predefinida
Reforços Pequeno Porte	IV	Adequação conexão e entrada de linha	ReA RAP reajuste anual
	V	Substituição por superação	
	VI	Sistema Especial de Proteção	
	VII	Sistema de observação e controle	
	VIII	Remanejamento de equipamento	
Outros Reforços	IX	Soluções para aumento de vida útil	ReA RAP predefinida
Reforos Grande Porte	I	Transformadores e módulos de conexão	
	II	Equip Compensação Reativa e conexão	
	III	Recapitação e Repotenciação	
Expansão		Instalações Existentes (parte)	Leilão
Expansão		Novas Instalações	

Fonte: D'Armada 2019

A ANEEL tem por objetivo fiscalizar os agentes de transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil. Uma das funções da agência é autorizar reforços de médio e de pequeno porte dentro do setor elétrico, embora os valores desses reforços não sejam tão grandes quanto os valores de um leilão. Esses projetos representam um grande número dentro das empresas. A tabela 3.2 identifica o fluxo de eventos para as autorizações dentro do segmento de transmissão.

Tabela 3.2 – Fluxo para as autorizações de obras na transmissão



Fonte: D'Armada 2019

Andreia [AM17] publicou em 2017 que a superação dos equipamentos, no que se refere à corrente de curto-circuito, é responsável por 85% das demandas de superação e a maioria destes reforços é encarada como reforços de pequeno porte ou como de grande porte III conforme Tabela 3.1 e 3.2. Desta forma o gestor deverá avaliar o horizonte de planejamento de curto, médio e longo prazos. As informações são disponibilizadas pelo ONS (curto prazo) e EPE (médio e longo prazos), além da verificação dos planejamentos internos. Esses reforços são caracterizados principalmente por substituições de equipamentos de manobra nos bays, na maioria das vezes para a recapacitação, e também na adequação das capacidades dos transformadores e/ou equipamentos de compensação. Ou seja, ações relativas à *uprating*.

3.1.1.2 Idade da instalação

A primeira pergunta a ser feita é: qual é a idade do empreendimento? Ele está próximo da vida útil regulatória? Qual é vida útil de cada equipamento conforme [ANL15] manual de contabilidade ANEEL? A simples resposta a estas perguntas ajudará a determinar o melhor caminho. É sempre bom ressaltar que, antes do questionamento sobre a vida útil da instalação, uma etapa anterior deve ter disparado o gatilho para avaliação que geralmente são os fatores externos e internos, conforme definido anteriormente.

3.1.1.3 Obsolescência

A obsolescência é um caso particular de cada equipamento e/ ou subestação, em geral é mais comum a sistemas de proteção e controle, que tem como base em sistemas eletrônicos com deterioração mais rápida. A obsolescências também está relacionada à falta de sobressalentes e à falta de suporte do fabricante.

No que se refere a equipamentos de alta tensão, a sua obsolescência pode estar relacionada à falta de sobressalente e/ ou final da vida útil, mesmo que as características nominais destes ainda atendam aos requisitos da rede. A sua substituição deve ser indicada pelo agente de transmissão em programas específicos do ONS conforme Tabelas 3.1 e 3.2.

3.1.2 Correntes nominais e curtos-circuitos

Uns dos principais fatores de superação de equipamentos e barramentos são a corrente nominal e de curto-circuito. Andreia e outros [SF13] criaram uma metodologia de análise de superação em subestações de alta tensão. Segundo a autora, os equipamentos mais propícios à superação são os que estão ligados em série. Ou seja, disjuntores, seccionadores, transformadores de correntes, e bobinas de bloqueio.

As grandezas de corrente de carga, curtos-circuitos (simétrico e assimétrico), tensão de restabelecimento transitória (TRT) e constante de tempo da rede (X/R) devem ser sempre monitoradas para avaliação das possíveis extrapolações desses limites previstos em normas.

3.1.2.1 Superação por curtos-circuitos

A superação por correntes de curtos-circuitos é definida pela elevação além dos valores preestabelecidos nas especificações dos equipamentos, nos estudos de concepção de empreendimento. A superação pode ocorrer tanto pelo curto-circuito simétrico ou assimétrico. O fluxo de verificação da superação [SF13] é mostrado na Figura 3.2. Conforme exposto, a cada faixa da razão de X/R (que define a constante de tempo do sistema elétrico na SE), foi definido um fator de redução da capacidade simétrica nominal de curto-circuito do disjuntor (critério de manutenção da energia do arco voltaico), de forma a permitir que o disjuntor opere de maneira segura, inclusive fora dos parâmetros normatizados, cuja constante de tempo padrão do disjuntor é de 45ms.

A constante de tempo é obtida pela equação (1) considerando o equivalente de rede na barra da SE:

$$\tau = \left(\frac{1}{w}\right) \times \left(\frac{X}{R}\right) \times 1000 \quad (1)$$

Onde:

- τ é a constante de tempo do sistema na barra, em milésimos de segundo;
- w é a frequência angular da rede elétrica, ou seja: 377 rd/s;
- $\frac{X}{R}$ é a relação entre as reatâncias e a resistências do equivalente de rede.

A determinação da superação do disjuntor pelo critério proposto se dará quando o resultado da multiplicação da capacidade simétrica nominal do disjuntor pelo respectivo fator de redução for inferior à corrente de curto-circuito simétrica real na subestação, definida pelos parâmetros do sistema elétrico.

É importante esclarecer que a análise deve ser feita tanto para o caso de curto-circuito trifásico quanto para o curto-circuito monofásico, pois, de modo geral, os valores das correntes, bem como das constantes de tempos são diferentes, e o disjuntor pode se encontrar superado em um caso e apto em outro.

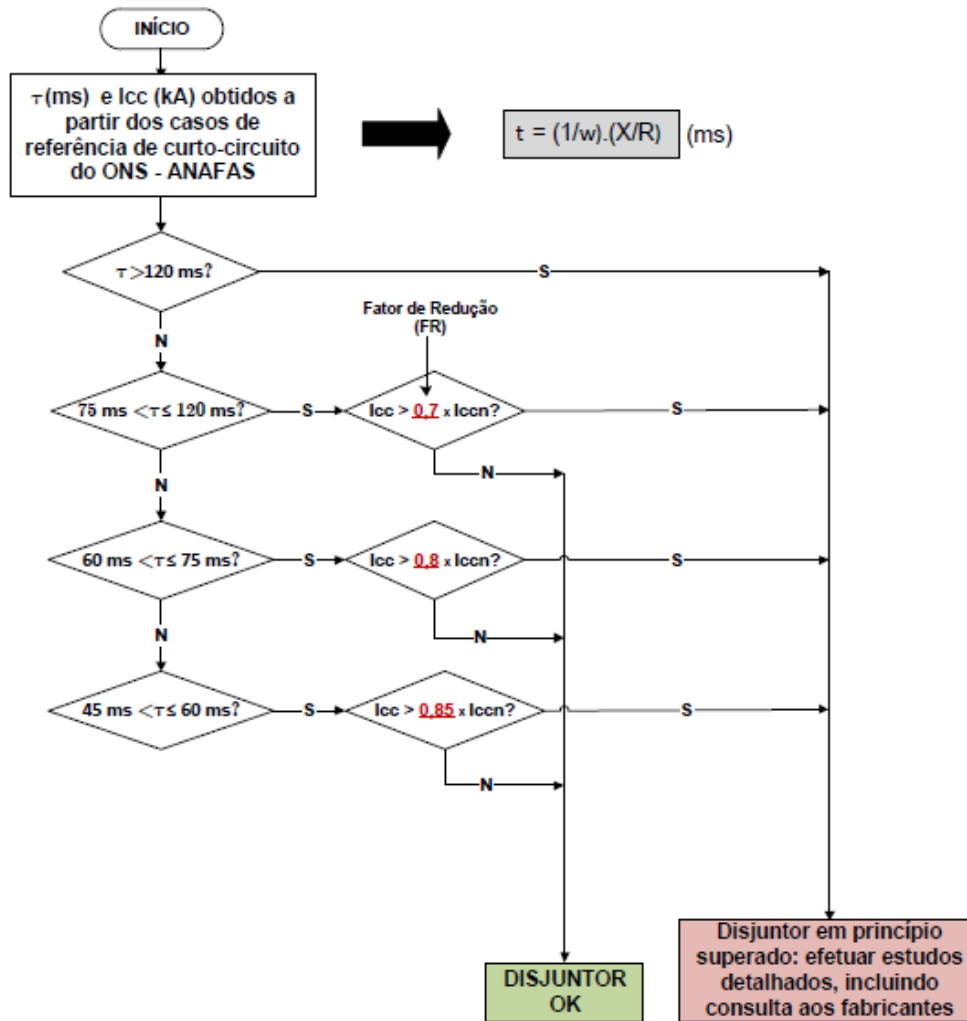


Figura 3.2 – Fluxo de avaliação da superação em disjuntores devido à curto-circuito

Fonte Frontin 2013

A determinação da corrente de curto pode ser feita através da seleção do caso base disponível no maior horizonte possível. Segundo o autor [AM17] esta situação está disponível no Plano de Ampliações e Reforços - PAR. Todos os reforços e projetos que o agente de transmissão tem no seu planejamento devem ser considerados.

O próximo passo é o cálculo da corrente de curto-circuito, tanto o monofásico quanto o trifásico para o barramento da subestação e depois estendendo esse cálculo para as demais barras próximas à instalação. A partir do resultado, deve-se compará-lo com os disjuntores instalados na subestação.

Se a corrente de curto-circuito for superior à corrente nominal de curto circuito, o equipamento é considerado superado. Se o valor encontrado estiver próximo - entre 90% e 100% - o equipamento deve ser monitorado e já alerta para uma possível

superação, em geral já se pode programar a substituição do equipamento. Caso a corrente esteja abaixo dos 90% da corrente nominal de curto e o equipamento esteja dentro dos limites operacionais, não é necessária nenhuma ação, desde que não haja problemas com a constante de tempo como comentado anteriormente.

Caso seja verificada a superação conforme fluxo proposto, o alerta deve ser acionado e uma análise mais detalhada deve ser executada. Todas as formas de operação do equipamento mais frágil devem ser simuladas: falha na barra, falha da linha, falha na linha com a outra ponta aberta, entre outras possibilidades. Essa análise é fundamental para se saber qual a pior situação para o equipamento.

Existem algumas medidas mitigatórias para a redução da corrente de curto-circuito. Estas soluções devem ser estudadas caso a caso, uma vez que, para a redução da corrente, cada tipo de solução trará um efeito colateral para a instalação. O seccionamento de barras, por exemplo, pode levar a problemas de estabilidade. Outra possibilidade é instalação de reatores limitadores de curto no barramento, dispositivos limitadores de curto (FACTS), entre outros.

3.1.2.2 Superação por corrente nominal.

A superação da corrente nominal é definida quando a corrente nominal de projeto do equipamento é superada, ou seja, a corrente que irá circular pelo equipamento é superior à de projeto. Os motivos para a superação são muitos. A substituição de um transformador, a expansão da subestação, entre outros. O fluxo apresentado na Figura 3.3, descreve as etapas de análise para esse tipo de superação.

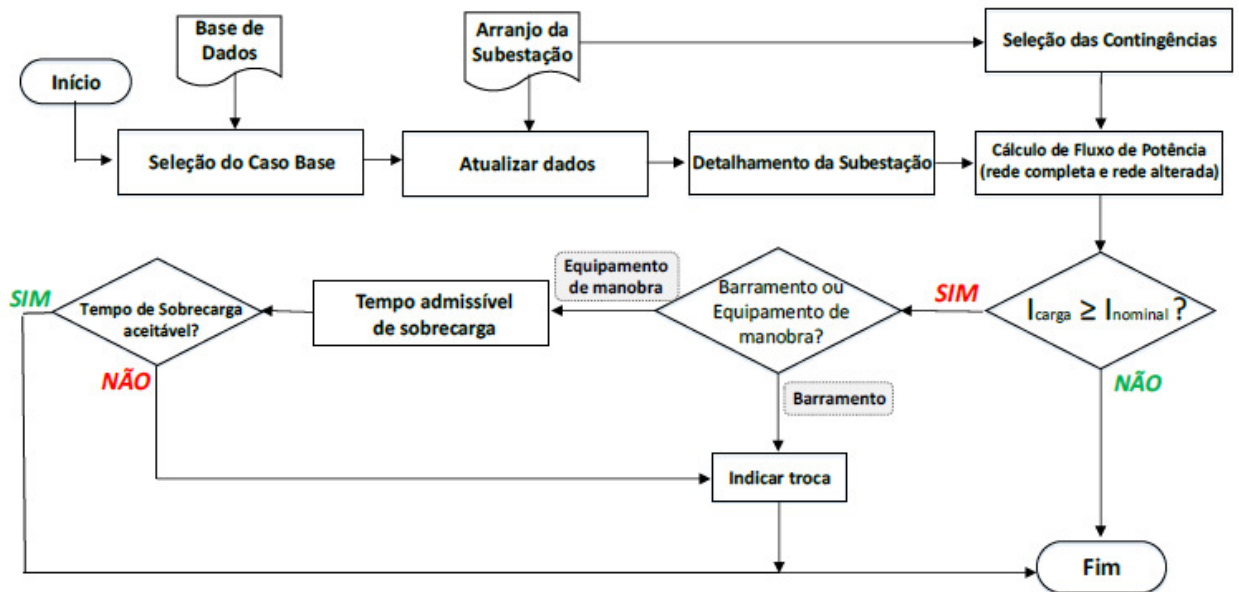


Figura 3.3 – Fluxo de avaliação da superação em equipamentos devido à corrente nominal

Fonte: Andreia 2017

O início da análise é análogo ao descrito anteriormente. A diferença agora é que se deve modelar toda a subestação, pois o foco é avaliar as correntes em cada trecho dos barramentos principais e das derivações. Utilizando um programa computacional, deve-se simular todos os fluxos de potência em cada trecho de barramento. A depender de cada instalação, deve-se considerar as contingências, podendo ser a perda de um componente e a indisponibilidade de outro. As contingências devem ser consideradas caso a caso não existindo uma regra preestabelecida. Passada essa etapa, deve-se avaliar o tempo máximo admissível de sobrecarga do equipamento.

3.1.3 Suportabilidade dos barramentos da subestação

Os barramentos das subestações com isolamento em ar estão submetidos a vários esforços mecânicos, tais como resultantes do próprio peso das estruturas e condutores, da ação do vento e das forças eletromagnéticas devido às correntes de curtos-circuitos que fluem pelos condutores.

A norma IEC 60865-1 [IC11] define a metodologia para a obtenção dos esforços devido a estas correntes de curtos-circuitos, estabelecendo dois procedimentos básicos específicos para aplicação nos casos de barramentos rígidos e de barramentos flexíveis.

Devido às diferenças construtivas, o comportamento dos condutores é diferente. No caso do barramento rígido (normalmente tubo de liga de alumínio), o seu deslocamento é pequeno na ocorrência de um curto-circuito, e para os condutores flexíveis, a sua movimentação segue uma trajetória muito maior e que depende de vários fatores.

A Figura 3.4 mostra o comportamento do condutor de uma fase de um barramento com condutores flexíveis quando ocorre um curto-circuito trifásico ou bifásico, que resulta na força eletromagnética entre os condutores de fase

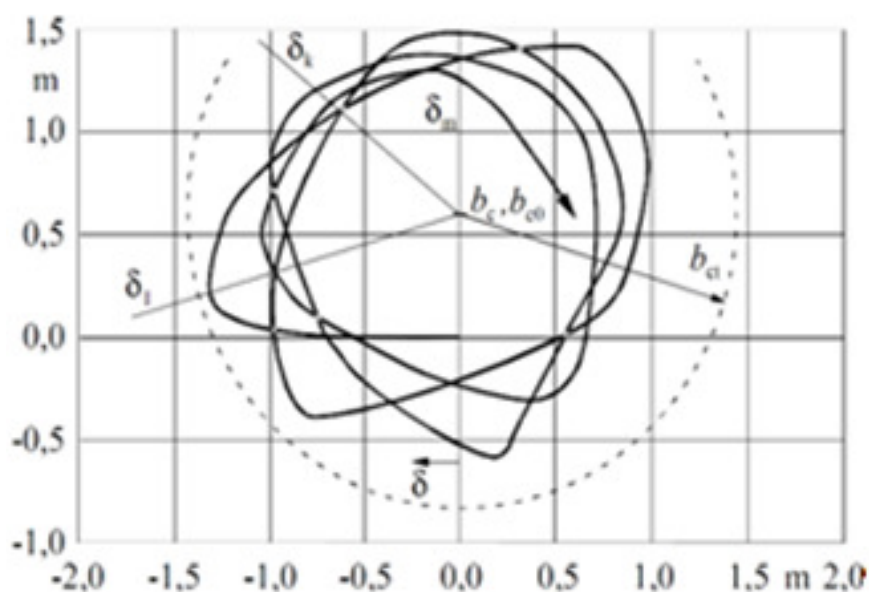


Figura 3.4 – Trajetória do condutor devido ao curto-circuito

Fonte: Silva 2018

A metodologia para a avaliação dos esforços mecânicos em barramento com condutores flexíveis é mais trabalhosa e envolve sequência de cálculos que normalmente são executados por programas desenvolvidos especificamente para este fim. Envolve a avaliação da força entre fases, da força entre subcondutores e também da força de queda, quando a proteção elimina o curto e o condutor cessa o movimento e “cai” para a sua posição de repouso.

O critério definido na norma é o de utilizar o maior esforço dentre eles para duas fases e apenas o esforço estático na terceira fase do barramento.

A força eletromagnética de atração e repulsão entre as fases é definida como na equação (2).

$$F' = \frac{\mu_0}{2\pi} 0,75 \frac{(I''_K)^2 l_c}{a l} \quad (2)$$

Onde:

- F' é a força eletromagnética entre os condutores das fases, em N/m;
- μ_0 é a constante da permeabilidade magnética do meio, em H/m;
- I''_K é a corrente trifásica subtransitória simétrica de curto-circuito, que flui pelo barramento, em A;
- a é a distância entre os eixos das fases do barramento, em m;
- l_c é o comprimento do condutor no vão, incluindo a flecha, em m;
- l é o comprimento do vão.

O ponto de partida é a obtenção da força estática, quando os condutores se encontram em repouso, acrescida da força resultante do vento sobre as estruturas e condutores. São obtidos os esforços máximos sobre os condutores e estruturas, além da flecha máxima no meio do vão.

A partir destes valores, considerando as características mecânicas dos cabos, bem como as dimensões e distâncias do projeto, são calculados parâmetros eletromagnéticos, mecânicos e térmicos que resultam em um esforço adicional nas estruturas e cabos devido à passagem da corrente de curto-circuito no barramento.

A combinação dos esforços estáticos e dinâmicos é sintetizada na equação (3).

$$F_{t,d} = F_{st}(1 + \varphi \cdot \psi) \quad (3)$$

Onde:

- $F_{t,d}$ é força entre os condutores, incluindo a força dinâmica, em N;
- F_{st} é a força estática, em N;

- $\varphi.\psi$ é o produto entre o parâmetro de carga do condutor (que representa a solicitação) e o fator de força de ruptura do condutor (que representa a suportabilidade), sendo adimensional.

O produto entre o parâmetro de carga e o fator de força de ruptura do condutor representa o esforço dinâmico adicional sobre os condutores, cadeias de isoladores e estruturas, sendo o valor calculado por fase e recomendado a combinação de duas fases com esforço total e uma fase com esforço estático, que resulta no esforço total aplicado à estrutura do barramento.

Até pouco tempo atrás, não era há consenso a aplicação da metodologia entre as concessionárias, sendo que algumas nem consideravam o esforço dinâmico (eletromagnético), apenas o estático com algum fator de segurança.

Com a elevação das correntes de curtos-circuitos ao longo do tempo, as empresas passaram a se preocupar com esta questão, aplicando a metodologia baseada na norma IEC 60865-1, que por sua vez está em constante evolução.

Na referência Silva [RS18] há um detalhamento da metodologia envolvendo as etapas de sua aplicação em relação à força estática, à ação do vento e aos curtos-circuitos, com aplicação real, constituindo-se em um documento rico em informações.

3.1.4 Configuração do esquema de manobras inadequado

De acordo com o submódulo 2.3 [ONS23] dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema, ficou estabelecido um padrão a ser seguido para as configurações de barra para os novos pátios das subestações da Rede Básica, como definido a seguir:

- Para pátios de subestações de até 230kV, incluindo aqueles que fazem parte da Rede Básica e os demais pátios de fronteira com as concessionárias (em 138 e 69 kV) ficou estabelecido, considerando requisitos mínimos de desempenho (confiabilidade, flexibilidade operativa, etc), a configuração em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves, como mostrado na figura 3.5.

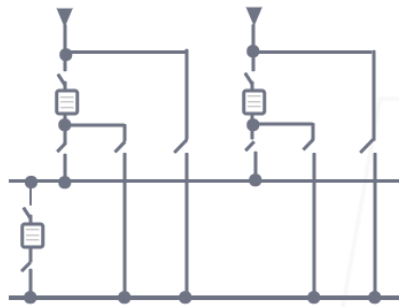


Figura 3.5 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples a 4 chaves

- Do mesmo modo, a partir de 345 kV (345, 440, 500 e 750 kV) ficou estabelecido, considerando requisitos mínimos de desempenho, a configuração em barra dupla com disjuntor e meio, como mostrado na figura 3.6. No caso, há flexibilidade para iniciar a operação da subestação com barra dupla com disjuntor e meio modificado (anel simples) em algumas situações onde não haja risco sistêmico envolvido, com base em parecer do ONS.

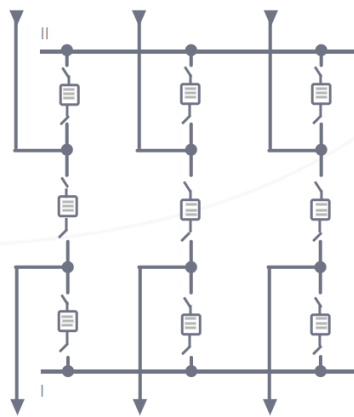


Figura 3.6 – Configuração em barra dupla com disjuntor e meio

Como já comentado, essa definição tem como base prover desempenho mínimo relativo à confiabilidade e à flexibilidade operativa que a subestação deve oferecer à Rede Básica. Se o agente proprietário quiser adotar configuração de barra diferente do que é preconizado no submódulo 2.3, deverá fazer estudos comprovando que o desempenho é igual ou superior aos padrões estabelecidos.

Se o pátio em análise não possuir configuração de barra como o do tipo preconizado pelo ONS para o seu nível de tensão e possuir claramente desempenho inferior, então a subestação estará em inconformidade neste item.

Até o final do século passado (antes da desregulamentação ocorrida no setor elétrico brasileiro), as empresas transmissoras tinham grande liberdade para conceber e projetar as suas subestações; por essa razão, há grande variedade de tipos de configuração de barra em operação atualmente. Quando o ONS detecta a evolução da Rede Básica em dada região e se depara com subestações com configurações de barra frágeis, sob o aspecto de confiabilidade, tais subestações entram em um programa de reforço, para que o agente tome providências no sentido de executar melhorias necessárias na instalação.

Normalmente, o ONS define soluções para reforços na configuração, no sentido de minimizar os riscos para o SIN. O agente, proprietário da instalação, pode realizar estudos de confiabilidade no sentido de avaliar outras soluções diferentes daquela proposta como reforço pelo ONS.

Como foi comentado no Capítulo 2, às vezes não é tão simples executar estes reforços em subestações em operação, e soluções intermediárias podem vir a ser adotadas.

Em relação aos estudos de confiabilidade de subestações, pode-se classificá-los em duas classes. A metodologia clássica que quantifica a frequência e duração dos desligamentos dos *bays* devido às falhas na subestação, que tem como critério a “perda total de continuidade” entre os *bays*. Computa a frequência e duração dos desligamentos, bem como a indisponibilidade resultante. [BA96] é a principal referência sobre o tema e tem como base a metodologia clássica, e disponibiliza grande riqueza de informações e conceitos. Esta metodologia tem melhor aderência em subestações de menor porte em sistema radiais como, por exemplo, em sistema de subtransmissão e de distribuição.

As referências [AV14] e [AV19] apresentam a metodologia sistêmica que considera também a “perda parcial de continuidade” na subestação e verifica os reflexos no sistema, computando cortes de cargas e também (para subestações de maior porte) verificando a estabilidade transitória do sistema elétrico frente às falhas originadas

na subestação. Esta metodologia é mais adequada às subestações da Rede Básica, pois os indicadores de confiabilidade são definidos com base na probabilidade dos eventos e nas consequências para o sistema elétrico.

Ambos os procedimentos têm os seguintes passos:

- Definição de uma base de dados de falhas dos principais componentes da subestação;
- Modelagem dos componentes, com a definição dos estados de cada modelo;
- Simulação de falhas na subestação com a atuação da proteção;
- Cômputo e armazenamento das consequências e dos estados da subestação;
- Obtenção dos indicadores de confiabilidade.

Na metodologia sistêmica, há a necessidade de realizar simulações com ferramentas computacionais para a avaliação de cortes de cargas no sistema e da estabilidade transitória do sistema elétrico, tais como ANATEM, ANAREDE e FLUPOT, desenvolvidas pelo CEPEL.

Na etapa de cômputo, realiza-se a redução da rede com base em um conjunto série que resulta em um equivalente e que representa as contingências simples – CS, e em outro conjunto paralelo que resulta em um equivalente e que representa as contingências duplas – CD dos componentes sujeitos à falha, com equacionamento simplificado, como definido em [BA96] e aplicado em [AV19]. Também são obtidos os cortes de cargas, através de um caso base, definido com o programa ANAREDE. Em seguida, pode-se utilizar o programa FLUPOT (ou um similar com fluxo de potência linearizado) para a otimização do fluxo de potência na rede com defeito e obtenção dos montantes de cortes de cargas, como utilizado em [AV19].

A avaliação da segurança operacional é feita com o programa ANATEM, que verifica o comportamento dinâmico do sistema elétrico imediatamente após a ocorrência de falhas, como aplicado em [AV14]. Para os casos que envolvem pátios de grande porte associados à Rede Básica esta avaliação se faz necessária, pois falhas em subestações provocam desligamentos múltiplos na rede elétrica e as consequências podem ser graves no seu comportamento dinâmico do sistema, podendo resultar em blackouts.

Na etapa de indicador de confiabilidade, o mais adequado é aquele que associa os estados de falha da subestação, representados pela sua indisponibilidade (probabilidade anualizada) com os montantes de cortes de cargas esperados para estes estados de falha. A equação (4) apresenta o indicador EENS.

$$EENS = \sum_{i=1}^n cc(i) \times U(i) \quad (4)$$

Onde:

- $cc(i)$ é o montante de corte de carga para o estado de falha i , em MW;
- $U(i)$ é a indisponibilidade do estado de falha i , em horas/ano;
- EENS é a expectativa anual de energia não suprida dos n estados de falhas da subestação, em MWh/ano.

Para as duas metodologias, podem-se computar contingências simples (ocorrência de uma falha por vez) ou contingências duplas (ocorrência de uma falha quando outro equipamento na subestação se encontra em reparo ou em manutenção programada). Também, os componentes podem ser modelados para contemplar vários estados operativos, incluindo em operação, em falha em reparo, em manutenção programada e outros.

No mínimo, para uma avaliação básica de confiabilidade, devem-se considerar as contingências simples internas à subestação envolvendo os principais componentes, que provocam saídas múltiplas dos elementos da transmissão, e as suas representações devem conter, no mínimo, três estados: em operação (1), em falha (2) e em reparo (3), como indicado na figura 3.7, onde:

- λ_a é a taxa de falha do componente, em falha / ano;
- μ_s é a taxa de manobras, em manobras / ano (inverso do tempo médio de manobras);
- μ é a taxa de reparo, em reparos / ano (inverso do tempo médio de reparo).

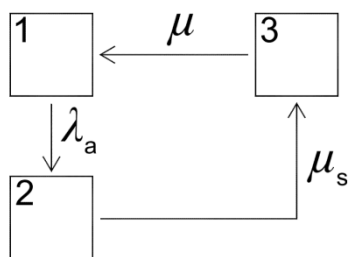


Figura 3.7 - Modelo de componente a três estados

Fonte: Airton Violin 2014

3.1.5 Arranjo físico inadequado

No item anterior, foi informado que existe um padrão de configuração de barra definido pelo ONS em função do nível de tensão para os pátios das subestações da Rede Básica.

Ocorre que uma mesma configuração de barra (configuração elétrica) pode ser projetada e construída com vários tipos de arranjo físico (disposição física no pátio de manobras). Dependendo de como o arranjo físico foi projetado, dos critérios utilizados, dos espaços previstos para a inserção de novos equipamentos, pode ocorrer no futuro uma incompatibilidade entre a necessidade de tornar a configuração de barra mais robusta e o padrão de arranjo físico utilizado. Isso pode decorrer das decisões tomadas na fase de projeto da subestação, quando ainda não se vislumbrava um horizonte muito distante para a sua evolução, e o compromisso maior do agente é somente com a sua obrigação legal prevista no leilão.

No Brasil, por muitos anos, a definição do arranjo físico e do dimensionamento eletromecânico era responsabilidade única e exclusiva do agente de transmissão. Isso decorria da regulação do setor à época. Cada empresa tinha a sua área de concessão e sua cultura própria de projeto e construção, e apenas em situação de interconexão é que havia a interação entre os agentes.

Com a criação do novo marco regulatório do setor elétrico foram criados um órgão regulador, um operador e uma câmara de comercialização. Esta nova realidade tem influenciado nos projetos de arranjos físicos, pois as subestações se transformaram em “condomínios elétricos”, com vários agentes interagindo na mesma instalação.

Essa tarefa nos dias de hoje não é fácil, uma vez que as instalações são compartilhadas e o fator econômico é preponderante ao técnico na maioria das vezes. Com isso o agente deverá investir na implantação da subestação, mas não tem um compromisso “firme” com a sua configuração final em termos de melhorar a sua confiabilidade no futuro. Identifica-se um horizonte final, mas sem “investir” no futuro.

Os espaçamentos elétricos também são calculados em função dos requisitos de segurança em instalações energizadas. A engenharia de manutenção deve ser consultada quanto aos espaçamentos mínimos necessários para a circulação de veículos, caminhões e equipamentos dentro da instalação. Essa avaliação por mais simples que seja poderá evitar desligamentos de circuitos adjacentes para intervenções, programadas ou não.

Para concluir, pode ocorrer de um dado pátio de uma subestação não ter suas capacidades nominais comprometidas em um dado horizonte e, no entanto, a falta de espaço no arranjo físico pode impedir a instalação de novos equipamentos para a melhoria da confiabilidade e flexibilidade operativa, requerida pela Rede Básica naquele horizonte do SIN, como já comentado no Capítulo 2.

3.1.6 Avaliação de custos e de riscos

A avaliação de custos e de riscos deve ser elaborada. O gestor, de posse dos dados já coletados e estudos de viabilidade realizados, deverá elaborar uma matriz de risco do projeto conforme padrão da organização. A partir dessa matriz de risco, os custos de contingência serão alocados e, conseqüentemente, obtém-se um valor mais próximo do real do projeto.

Com os valores e riscos mensurados, o gestor estará mais apto a tomar a melhor decisão para o empreendimento com base em dados técnicos e financeiros, além das eventuais conseqüências de cada caminho possível. Uma fonte de consulta para esse assunto é o guia PMBok [PMI08].

3.1.7 Avaliação das proteções, teleproteção e serviços auxiliares.

A verificação dos demais sistemas embarcados na subestação é necessário para avaliar o cenário de uma forma completa. Afinal, ter surpresas durante a execução

de um determinado projeto é um cenário potencialmente perigoso, podendo até mesmo inviabilizar o empreendimento.

Para iniciar a análise dos sistemas existentes na subestação, primeiramente deve-se ter em mente o imperativo de atender a legislação vigente (Procedimentos de Rede do ONS). Mais especificamente, os submódulos 2.3 [ONS23], 2.4, 2.6, 2.7, 11.6 e 13.2, que tratam dos requisitos mínimos para a entrada de uma subestação na Rede Básica.

Ao se confrontar os sistemas atuais disponíveis (tecnologias dos fabricantes) com os sistemas existentes em operação nas subestações, pode-se encontrar não conformidades que necessitarão ser tratadas a depender da solução de cada projeto de expansão e/ou *upgrading*.

Muitas vezes a atualização dos sistemas de proteção e teleproteção implicam não só a substituição e ou expansão dos sistemas existentes, mas também podem significar a instalação de novos equipamentos de pátio como transformadores de corrente, potencial e inclusão ou retirada de bobinas de bloqueio, impactando diretamente no arranjo eletromecânico da subestação caso não seja previsto na fase de projeto.

Os serviços auxiliares (CA/CC), tanto para o atendimento das cargas da subestação, quanto os específicos de telecomunicações, devem ser verificados quanto à sua adequação aos Procedimentos de Rede em relação à disponibilidade, à capacidade do conjunto de carregadores e acumuladores, mas também quanto à mudança ou não dos níveis de curto dos equipamentos de média e baixa tensão.

3.1.8 Estados dos equipamentos e causa de falhas

Os estados dos equipamentos devem ser avaliados em todos os seus aspectos, conservação, número de operações, falhas, existência de sobressalentes, superação, manutenção, entre outros casos. O histórico de falhas e manutenção de cada equipamento será muito útil na execução desta etapa.

A avaliação dos equipamentos é um dos primeiros passos e em geral é um dos principais fatores de superação ou obsolescência em uma subestação. Assim, deve-se seguir com esta avaliação de forma mais ampla. Quando a demanda de substituição de um equipamento for externa, por exemplo, deve-se avaliar os

impactos desta solicitação. Por diversas vezes uma ReA (Resolução de Autorização) autoriza a substituição de um equipamento, mas não contempla o entorno dele - fundações, suportes e equipamento associados.

O presente trabalho avalia os aspectos relacionados à melhor solução para uma determinada subestação que está próxima ao final de vida útil. A metodologia aplicada nesta dissertação também pode ser aplicada a subestações mais novas, onde a necessidade de ampliação e substituição de equipamentos se faz necessária. O CIGRÈ [CG13] estabeleceu os seguintes valores para a vida útil dos equipamentos, conforme figura 3.8:

Tipo Equipamento	Tensão (kV)	Média e Banda da Estimativa da Vida Operativa (Anos)	Desvio (Anos)	Razões para a Dispersão na Estimativa da Vida Operativa
Disjuntores				
Ar	110-199 200-275 ≥ 345	41 (30 to 50) 41 (30 to 50) 40 (30 to 50)	6 6 6	Requisitos de capacidade, alterações do tipo de falhas, custos manutenção obsolescência de peças sobressalentes, desgaste mecânico, segurança, problemas blindagem
Óleo	110-199 200-275 ≥ 345	42 (30 to 50) 41 (30 to 50) 38 (30 to 45)	6 6 5	Requisitos de capacidade, alterações do tipo de falhas, custos manutenção obsolescência de peças sobressalentes, desgaste mecânico, segurança, problemas blindagem
Gás	110-199 200-275 ≥ 345	43 (30 to 50) 42 (30 to 50) 42 (30 to 50)	6 6 6	Requisitos de capacidade, alterações do tipo de falhas, custos manutenção obsolescência de peças sobressalentes, desgaste mecânico, segurança, problemas blindagem, visto como "menos robustos", preocupação ambiental com SF 6
Componentes dos Bays				
Chaves	≥ 110	42 (30 to 50)	8	Requisitos de capacidade, custos manutenção, corrosão, desgaste mecânico
TC - Óleo	≥ 110	39 (30 to 50)	7	Fragilidade do desenho, blindagem
TC - Capacitor	≥ 110	39 (30 to 50)	7	Ingresso de umidade, contaminação por PCB do óleo
Transformadores	≥ 110	42 (32 to 55)	8	Projeto, carregamento, degradação do papel isolante & óleo, falhas do sistema, peças de reposição, requisitos de capacidade, alta temperatura, níveis de umidade
Subestações Blindadas (GIS)	≥ 110	42 (30 to 50)	8	Requisitos de capacidade, alterações das falhas, Custos de manutenção, obsolescência de peças, Problemas mecânicos de desgaste, segurança, vedação Preocupação ambiental com SF6

Figura 3.8 – Referência para vida útil em subestações e equipamentos

Fonte: CIGRÈ 2013

O que não deve ser esquecido é que a própria Agência Reguladora também possui um Manual de Controle Patrimonial [ANL15], onde estão descritas as taxas de depreciação e a vida útil de cada componente da subestação e de seus sistemas

periféricos. A verificação deste manual servirá para a empresa pleitear a substituição de um determinado equipamento a fim de manter os índices de disponibilidade da instalação e uma possível renovação da receita de investimento, pois, uma vez que o equipamento chega ao final da sua vida útil, ele não possui mais valor contábil e provavelmente a receita de investimento deixará de ser repassada e ficará somente a de operação e manutenção.

3.2 Tomada de decisão

A tomada de decisão, quando os estudos são bem embasados e todas as informações estão disponíveis, se torna uma tarefa relativamente simples. Para auxiliar na tomada de decisão, a metodologia descrita na brochura 532 [CG13] poderá ser seguida. Lembrando que esta é apenas uma metodologia. Existem outras disponíveis e as mesmas podem ser adaptadas aos requisitos de cada subestação, caso a caso.

Após todas as etapas terem sido verificadas é chegada a hora de estabelecer um “mapa” contendo todos os dados e variáveis para a tomada de decisão. O primeiro passo é identificar todas as possibilidades (soluções), mesmo as que não atendam todos os requisitos. É de suma importância que o escopo do projeto esteja completamente definido. Esta etapa pode ser encarada como um resumo dos estudos de viabilidade, conforme exemplo ilustrativo da tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Mapa para identificação das soluções viáveis

Requisito	Solução 1	Solução 2	Solução 3	Solução N
Escopo	ok	ok	ok	ok
Área ocupada	não	ok	ok	ok
Manutenção	ok	ok	ok	não
Final da vida útil	ok	ok	não	ok
Legislação	ok	ok	não	não
Desempenho	não	ok	não	ok
Requisito M	não	ok	não	ok

A tabela é simples e tem como objetivo identificar se os requisitos avaliados estão satisfeitos ou não. Ela identificará as alternativas que não são aceitáveis para o projeto. Neste exemplo ilustrativo apenas a solução 2 atende a todos os requisitos.

Relembrando que todas as partes interessadas no projeto já devem ter sido consultadas, a gestão de ativos devidamente avaliada e alinhada com todas as soluções possíveis, como, por exemplo, a necessidade de aquisição de terreno, realocação de entradas de linhas, entre outros.

Outros pontos de avaliação são as diferentes tecnologias abordadas nos estudos de viabilidade. Por vezes uma solução que não era viável por uma restrição técnica ou econômica pode ser viável com o uso de outras tecnologias e equipamentos. Requisitos governamentais, regulatórios, licenciamentos, restrições físicas e técnicas, interrupções, ciclo de vida de projeto e análise de riscos também devem fazer parte da avaliação.

Com todos esses dados e os demais que forem pertinentes, o leque de opções está menor e agora (após o filtro da tabela anterior), e deve-se olhar detalhadamente cada solução com base nos fatores externos e ou internos que motivaram a avaliação. Podem-se ter dois caminhos a seguir: o *uprating* ou o *upgrading* da subestação. As soluções remanescentes devem ser comparadas e classificadas conforme tipo de solução: AIS, MTS e GIS, são exemplos de possíveis cenários conforme tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Análise qualitativa entre tecnologias

Item	AIS	GIS	MTS
Implementação com restrição	-	++	+
Obras civis	-	+	+
Manutenção	-	++	+
Investimentos	++	-	+
Ciclo de Vida	+	++	++
Área ocupada	-	++	++
Impacto Visual	-	++	-
Impacto regulatório	++	-	-

Os sinais indicam -, + e ++ indicam respectivamente: pior solução, boa solução e melhor solução. De posse dos resultados obtidos nos itens anteriores é de se esperar que algumas soluções sejam mais promissoras. Ficarà a cargo da equipe de estudos determinar a melhor solução, considerando avaliação quantitativa além de outros aspectos estratégicos, de modo a embasar a decisão final a ser tomada pelo gestor.

3.3 Considerações finais

Conforme exposto anteriormente, foram discutidas as principais etapas que devem ser levadas em consideração em um projeto de *uprating* ou *upgrading* de subestações.

Os aspectos econômicos, desempenho elétrico, visuais, ciclo de vida, manutenção, restrições e obras civis são os principais itens que são verificados, não sendo os únicos, mas a cada item de verificação, pode ser necessário um detalhamento maior de um dado subitem de forma a adaptar a metodologia à necessidade do projeto.

Não é absolutamente necessário que todos os itens listados sejam avaliados, uma vez que, se ficar caracterizada a necessidade de recapacitação ou de modernização por um subgrupo destas etapas, já seria suficiente para a tomada de decisão.

Capítulo 4 - Demonstração da proposta em caso teste

Neste capítulo será aplicada a metodologia descrita no Capítulo 3 em um pátio de 138 kV de uma subestação de 345/138kV da Rede Básica. A aplicação em um caso teste ajudará a entender melhor a metodologia descrita, bem como validá-la. A escolha do pátio foi feita com base nos seguintes parâmetros: idade da instalação, arranjo eletromecânico e importância regional.

A subestação escolhida como referência para a demonstração opera, atualmente, com um esquema de manobra em barra principal e barra de transferência. Ressalta-se que esse esquema de manobra já não apresenta o desempenho desejado devido ao grande número de vãos da instalação, além de estar em desacordo com o preconizado nos documentos dos Procedimentos de Rede do ONS. Outro fator que deve ser levado em consideração é o fluxo de potência no barramento. Até a década de 90, a subestação era concebida já com a previsão do agente de transmissão até um determinado número de expansões. Ou seja, os barramentos, os serviços auxiliares, os terrenos, entre outros, eram dimensionados para a etapa final da instalação.

Todavia, mesmo mediante esse panorama, a instalação em questão apresentou um crescimento acima do previsto, o que ocasionou um fluxo não homogêneo no barramento de 138kV. Alguns trechos de barramento estão superados e/ ou ficarão superados caso ocorra alguma falha ou desligamento de um determinado vão. No início deste capítulo são informadas as capacidades nominais dos barramentos da subestação.

Outro ponto importante é o funcionamento da subestação somente em uma barra, o que poderá retirar todas as cargas da subestação no caso de uma falha de abertura de um disjuntor, por exemplo. Nesse tipo de falha, se o disjuntor for solicitado a operar e, por qualquer motivo, ele falhe, a proteção da barra será acionada e retirará todas as cargas ligadas a barra em questão para isolar a falha.

Ainda, os espaçamentos elétricos entre equipamentos e circuitos devem ser considerados também considerando as necessidades de movimentação de equipes. Os arranjos podem oferecer uma maior segurança ou não a depender do critério de

projeto à época da sua execução. E, por se tratar de uma instalação antiga, o padrão de espaçamento elétrico oferecia uma dificuldade maior à manutenção, pois há necessidade de solicitação de desligamentos de circuitos adjacentes por razões de segurança.

Assim, a atual configuração de barra não está em conformidade com o mínimo exigido atualmente e o arranjo físico foi projetado à luz de critérios hoje ultrapassados.

4.1 Escolha do pátio de manobras

A análise com base nos itens citados resultou na escolha de uma subestação de 345/138kV inaugurada na década de 70 e responsável pelo suprimento de parte de um estado da federação. O pátio que será estudado será o de 138kV, cujo arranjo de manobra é o de barra principal e barra de transferência. As demais características da SE estão listadas a seguir.

No setor de 345 kV é a configuração de barra em anel múltiplo, como mostrado na figura 4.1. Atualmente, encontram-se conectados ao setor de 345 kV da SE os seguintes circuitos: 5 linhas de transmissão, 4 bancos de autotransformadores 345/138 kV, 2 bancos de capacitores em derivação, 2 bancos de reatores em derivação e 1 compensador estático.

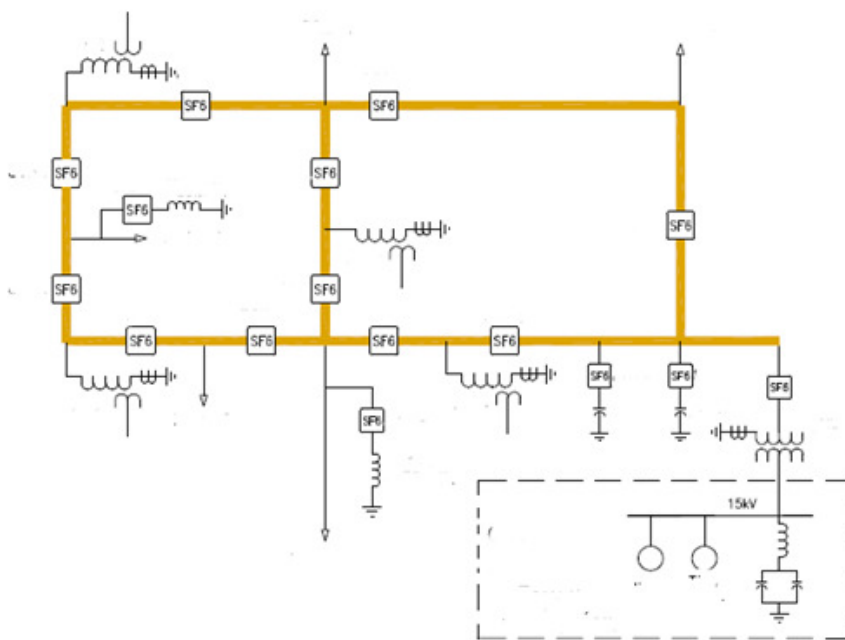


Figura 4.1 – Diagrama unifilar do pátio de 345kV adaptado

Fonte: Furnas

A configuração de barra definida e em operação no pátio de 138 kV é do tipo barra principal e barra de transferência (BPT), com mostrado na figura 4.2, que apresenta:

- 8 LTs;
- 2 Bancos de capacitores;
- 4 bancos de transformadores.

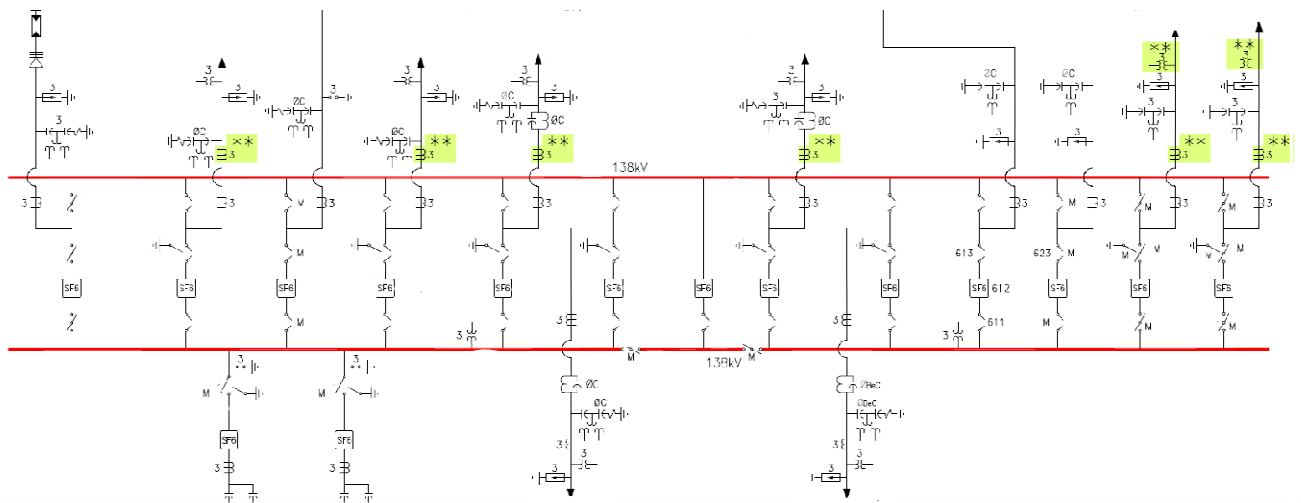


Figura 4.2 – Diagrama unifilar do pátio atual de 138kV adaptado

Fonte: Furnas

Os barramentos de 345kV estão dispostos em 3 níveis, sendo utilizados barramentos rígidos nos dois primeiros e flexível no último (mais elevado), constituído de dois cabos CAA 954 MCM. Já os barramentos de 138kV principais e de transferência são constituídos por dois cabos flexíveis CAA 954 MCM. Por fim, os barramentos auxiliares de interconexão dos diversos circuitos são, também, formados de cabos CAA 954 MCM.

No setor de 345 e 138kV, o suporte de barramentos apresenta-se em estrutura metálica tipo treliçada, e os suportes dos equipamentos de alta tensão para ambos os setores são em concreto pré-moldado.

Os disjuntores do setor de 138kV já foram substituídos por disjuntores a SF₆, bem como algumas chaves seccionadoras, transformadores de corrente e para raios, porém existem, ainda, equipamentos que estão com a vida útil muito próxima do fim.

O esquema de manobra adotado no pátio de 138kV é um tipo de manobra já obsoleto, considerando o seu porte, e de baixo grau de disponibilidade devido ao grande número de vãos de conexão na subestação. No arranjo da subestação, um vão pode ser substituído pelo vão da barra de transferência. A proteção, com isso, é automaticamente transferida para o disjuntor da barra de transferência, que irá assumir o papel de disjuntor substituto.

A configuração atual apresenta os seguintes problemas:

- fluxo de potência concentrado;
- perda total do pátio por falhas na barra;
- dificuldade de expansão do pátio, pois há apenas uma barra de operação;
- necessidade de desligamento total da subestação em determinados tipos de manutenção.

No caso em estudo, um seccionador foi utilizado para dividir a barra principal em duas seções. Tal medida minimiza os desligamentos totais da instalação, mas, ao mesmo tempo, insere outro elemento passível de falha no circuito.

Os critérios adotados neste trabalho, portanto, foram baseados nas brochuras produzidas pelo CIGRÈ [CG13] [GBS19] e demais referências bibliográficas já anteriormente citadas. Quando o proprietário da subestação se depara com o final da vida útil de um equipamento e até mesmo de toda a subestação, é chegada a hora de se tomar uma decisão: modernizar a subestação ou construir uma nova?

Qual dessas alternativas é a mais apropriada? Segundo o CIGRÈ [CG13], os critérios que devem ser avaliados são definidos conforme figura 4.3.

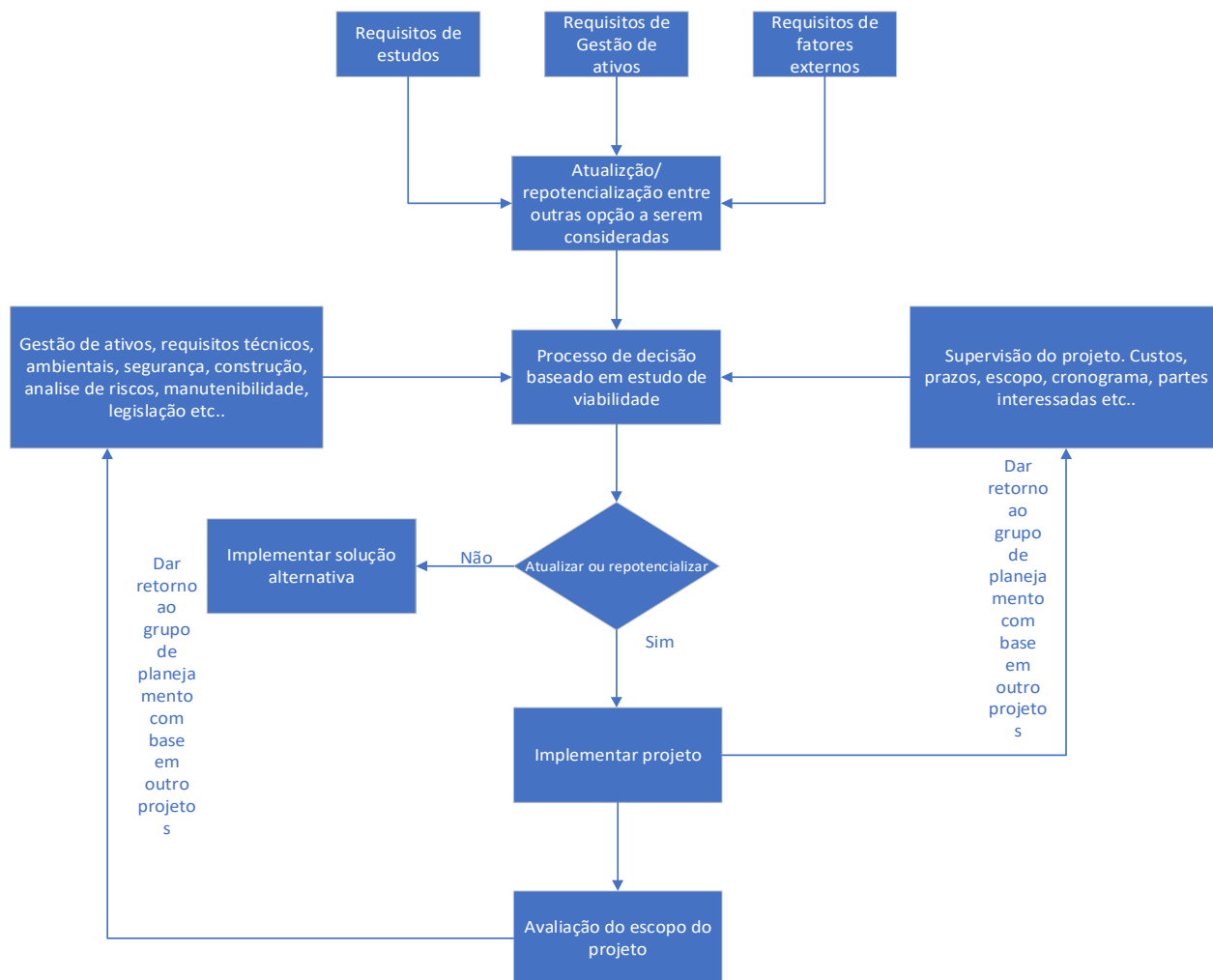


Figura 4.3 – Fluxograma de Análise

Fonte: CIGRÈ[CG13] (adaptado).

Os estudos de fluxo de potência e a necessidade de melhoria na confiabilidade definida ONS foi determinante para a modificação do esquema de manobras da subestação. Isso porque ele caracterizou ser esta uma demanda externa.

O gerenciamento de ativos tem por objetivo identificar aqueles equipamentos que estão em final de vida útil, superados e apresentando falhas recorrentes. Para isso foram levantados dados acerca de todos os equipamentos que foram substituídos durante a vida útil da subestação.

Com os requisitos citados, os fatores externos e o estudo da gestão de ativos realizados, todas as informações necessárias para a avaliação das possibilidades de

projetos estão disponíveis para a equipe que deve avaliar a melhor alternativa para a instalação. Por isso, nesse momento deve-se ter em mente que o *upgrading* e o *uprating* são opções a serem consideradas. A metodologia proposta pela brochura [CG13] será aplicada para a definição da melhor solução para o pátio de 138 kV da subestação em questão. E, como foi realizada uma demanda externa para o *upgrading* da subestação, algumas etapas de verificação não serão aplicáveis.

4.1.1 Vida útil, horizonte de planejamento e idade da instalação

Nas décadas de 70 a 80, o setor elétrico era mais enxuto, em um contexto em que os agentes de transmissão eram remunerados de acordo com o valor do investimento e possuíam uma área de atuação predefinida. Tal cenário propiciava uma melhor qualidade técnica do que necessariamente um menor custo. Assim, com a criação do novo marco regulatório do setor elétrico, o sistema de remuneração passou a ser baseado em uma receita anual permitida (RAP), na qual a remuneração do agente da transmissora possa estar diretamente relacionada ao custo de implantação e manutenção do empreendimento.

Com a mudança de cenário (desregulamentação), as empresas de transmissão tiveram que adequar os custos de operação, de manutenção e de implantação e, por consequência, estudar com mais detalhe cada passo de um empreendimento. Desta forma, diversas subestações no Brasil já estão em operação há mais de 40 anos, período esse superior aos contratos de concessão atuais, que preveem um prazo de 30 anos de um determinado empreendimento.

De acordo com os últimos dados operacionais do ONS, o fluxo de potência do setor de 138kV era de aproximadamente 79% da potência nominal de transformação, que era de 675 MVA, acarretando em sobrecargas no caso de perda de algum banco de transformação. A instalação do quarto banco resolveu esta limitação.

Este trabalho avalia, portanto, os aspectos relacionados à melhor solução para uma determinada subestação que está próxima ao final de sua vida útil. Vale destacar que a metodologia aplicada nesta dissertação também pode ser direcionada à subestações mais novas, eventualmente, com outros tipos de restrições.

4.1.2 Características nominais dos equipamentos de manobra, obsolescência e correntes de curto-circuito.

A proposta de mudança de arranjo foi avaliada aplicando o critério estabelecido no item 3.1.2.1. Assim foi possível reaproveitar oito disjuntores, vinte e um TCs, além de vinte e quatro chaves seccionadoras, como mostrados nas tabelas 4.1 a 4.3. Estes equipamentos deverão ser reinstalados no novo pátio a ser construído contíguo ao atual.

Tabela 4.1 – Características elétricas de disjuntores existentes no pátio atual

Características elétricas dos disjuntores reaproveitados	
Tensão nominal	145 kV
Corrente nominal	3150 A
Capacidade de interrupção nominal em curto-circuito	40 kA
Corrente de estabelecimento nominal em curto-circuito	104 kAcr
Capacidade suportável nominal de curta duração (1 s)	40 kA

Tabela 4.2 – Características elétricas de chaves seccionadoras existentes no pátio atual.

Características elétricas dos seccionadores reaproveitados	
Tensão nominal	145 kV
Corrente nominal	3150 A
Corrente suportável nominal de curta duração (1 s)	40 kA
Corrente suportável nominal	104 kAcr

Tabela 4.3 – Características elétricas de transformadores de corrente existentes no pátio atual.

Características elétricas dos TCs reaproveitados	
Tensão nominal	145 kV
Corrente nominal	3000 A
Frequência nominal	60 Hz
Corrente térmica (1s)	40 kA
Corrente dinâmica (2 ciclos)	104 kAcr
Fator térmico (para todos os enrolamentos)	1,05

No novo pátio de 138kV, a corrente nominal, para quatro cabos de 954MCM, foi estipulada em 2900 A para operação em regime normal a 70 °C e de 3900 A em regime de emergência para uma temperatura máxima de 90 °C.

O fluxo de potência foi analisado de forma que não se gerasse sobrecarga nos barramentos de 138 KV e foi considerada a execução da obra em etapas a fim de não propiciar sobrecargas nos transformadores.

Portanto, com o aumento da demanda, os fluxos de potência que fluem pela subestação também interferem na rotina da manutenção. E tudo isso se verifica tendo como referência, os deferimentos e os prazos de desligamentos de circuitos segundo os critérios definidos pela legislação.

4.1.3. Esforços e suportabilidade dos barramentos.

A avaliação dos esforços estáticos e dinâmicos nos barramentos do pátio atual não será necessária uma vez que eles não serão reaproveitados no novo pátio. O projeto do novo pátio de 138 kV deverá contemplar todos esses estudos de esforços.

4.1.4. Arranjo físico inadequado, incompatibilidade, requisitos de segurança.

O esquema de manobra atual do pátio de 138 kV é barra principal e transferência, estando essa configuração defasada em relação aos requisitos mínimos definidos nos Procedimentos de Rede vigentes para novas subestações, dado que ele faz interface com a Rede Básica. Outro fator preponderante foi o requisito de manutenção e segurança. O espaçamento elétrico entre os equipamentos é um fator de dificuldade para as equipes da manutenção. Assim, dependendo da localização do equipamento é necessário o desligamento de circuitos adjacentes para que seja efetuada a manutenção. Também, não há espaço físico para a expansão do arranjo atual, sendo um fator a mais para a construção de um novo pátio.

4.1.5. Avaliação de custos e riscos.

Foi realizado estudo de viabilidade para instalação de um novo pátio de 138kV. Foram consideradas 3 opções: solução 1 em AIS, solução 2 em MTS e solução 3 em GIS, sendo esta última a única alternativa que, na fase de estudos, não necessitou de acréscimo de terreno. Veja figuras 4.4 e 4.5 a seguir.

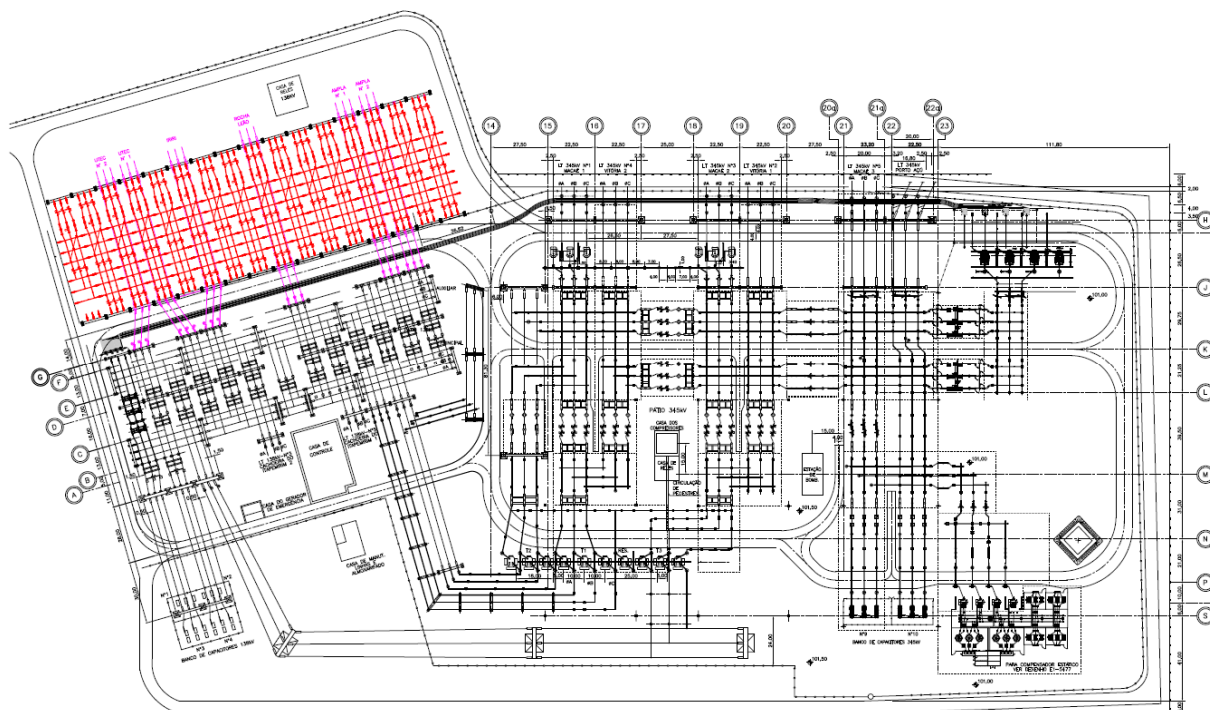


Figura 4.4 – Solução 1 arranjo AIS

Fonte: Furnas

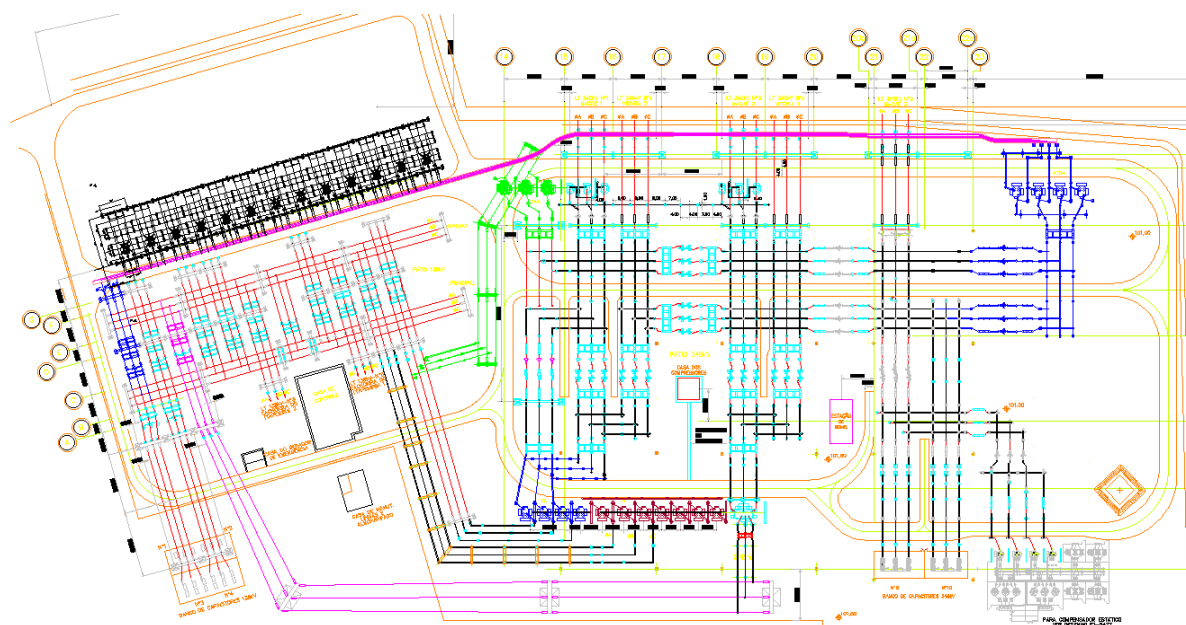


Figura 4.5 – Solução 2 arranjo MTS

Fonte: Furnas

A alternativa GIS apresentou os seguintes pontos:

- Menor tempo de desligamento;
- Sem necessidade de aquisição de terreno;
- Dificuldade de expansão envolvendo mais de um fabricante;
- Alto custo de investimento (a GIS é totalmente importada);
- Necessidade de aprovação do ONS e ANEEL;
- Necessidade de alterar o escopo da ReA (Resolução de Autorização);
- Necessidade de utilização de cabos isolados para remanejamento dos vãos.

A utilização de equipamentos híbridos também foi estudada. Os principais pontos observados foram:

- Necessidade de aquisição de terreno, porém menor do que no caso AIS;
- Falta de dados históricos acerca dos módulos híbridos no Brasil;
- Necessidade de aprovação do ONS e ANEEL;
- Necessidade de alteração da ReA (Resolução de Autorização).

A construção de uma nova subestação conforme já estabelecido no Ato Regulatório já emitido, em tecnologia AIS, se mostrou a opção mais viável. A utilização de um esquema de manobras diferente do autorizado acarretará em revisão do Ato Regulatório, atualização de estudos elétricos e revisão da remuneração do empreendimento. Estes novos passos implicam em tempo adicional para a nova definição sobre o projeto, o que às vezes não é viável levando-se em conta a data da energização da instalação.

4.1.6 Avaliação das proteções, teleproteção e serviços auxiliares.

Por se tratar de um novo pátio de manobra foi necessário verificar o comportamento e as disposições dos sistemas de suprimento e proteção existentes. Com isso, os serviços auxiliares serão reaproveitados, e deverão ser instalados novos painéis de distribuição no novo pátio.

Deverão ser fornecidos novos painéis de proteção e controle de acordo com os procedimentos de rede vigentes devido à mudança do esquema de manobra e à peculiaridade da existência de dois pátios provisórios de 138kV. Desta forma o sistema de teleproteção será continuado devendo ser transferido de acordo com os remanejamentos dos vãos.

4.1.7 Tomada de decisão

Conforme exposto, todos os dados levantados devem ser levados em consideração na hora da tomada de decisão. Em seguida, observa-se na tabela 4.4 o resumo da viabilidade das soluções possíveis. A solução 1 é a convencional prevista na legislação. As soluções 2 e 3 são alternativas para compactação e redução de área quando há restrição crítica, o que não é o caso. A solução 3 tem a dificuldade de expansão considerando mais de um fabricante envolvido, mas como o pátio é de 138 kV não é crítico, pois há somente um agente proprietário.

Tabela 4.4 – Identificação das soluções viáveis para o novo pátio de 138 kV

Requisito	Solução 1 - AIS	Solução 2 - MTS	Solução 3 - GIS
Escopo	ok	ok	ok
Área ocupada	ok	ok	ok
Manutenção	ok	ok	ok
Final da vida útil	ok	ok	ok
Legislação	ok	ok	ok
Desempenho	ok	ok	ok

De acordo com o exposto na Tabela 4.4, todas as soluções são viáveis. Deve-se então verificar os prós e os contras de cada solução, conforme descrito na Brochura do CIGRÈ [CG13].

A tabela 4.5 mostra o resumo de uma análise qualitativa das alternativas que evidencia os dados que mais influenciaram na escolha da solução a ser adotada para o novo pátio de 138 kV da subestação analisada e, neste caso, o item que

apresentou o maior peso foi o impacto regulatório. Assim, antes que os estudos de viabilidade para outras tecnologias fossem executados, faltaram elementos de aspecto regulatório que garantissem uma proposição de esquema de manobra diferente, com o emprego de tecnologias não convencionais.

Tabela 4.5 – Análise qualitativa entre tecnologias para o novo pátio de 138 kV

Item	AIS	GIS	MTS
Implementação com restrição	++	-	+
Obras civis	+	++	+
Manutenção	+	++	+
Investimentos	++	-	+
Ciclo de vida	+	++	++
Área ocupada	-	++	+
Impacto visual	-	++	-
Impacto regulatório	++	-	-

Outro fator preponderante foi o do tempo e a disponibilidade de dados para realizar estudos detalhados quantitativos. Uma vez que seja emitida uma ReA (Resolução de Autorização), o tempo para energização do empreendimento já estava sendo contabilizado, fazendo com que qualquer solicitação de mudança no Ato Regulatório seja mais difícil e propicie risco de colocar o empreendimento em atraso. Desta forma, então, optou-se pelo esquema de manobras normatizado, com configuração em barra dupla com quatro chaves, que emprega equipamentos convencionais, com remuneração já definida pela ANEEL.

4.2. Avaliação de confiabilidade

Supondo que houvesse tempo hábil para a alteração da decisão ora definida, foi realizada uma avaliação de confiabilidade comparativa entre a solução AIS adotada e a solução híbrida – MTS, que na transmissão tem sido considerada a mais promissora para a compactação.

A avaliação de confiabilidade foi realizada com base na metodologia sistêmica, como comentada no Capítulo 3, considerando a importância e o porte do pátio de 138 kV em discussão.

O pátio 138 kV da subestação 345/138 kV está inserido em um sistema de 345 kV com forte geração térmica em uma importante região do Estado do Rio de Janeiro, como mostra a Figura 4.6.

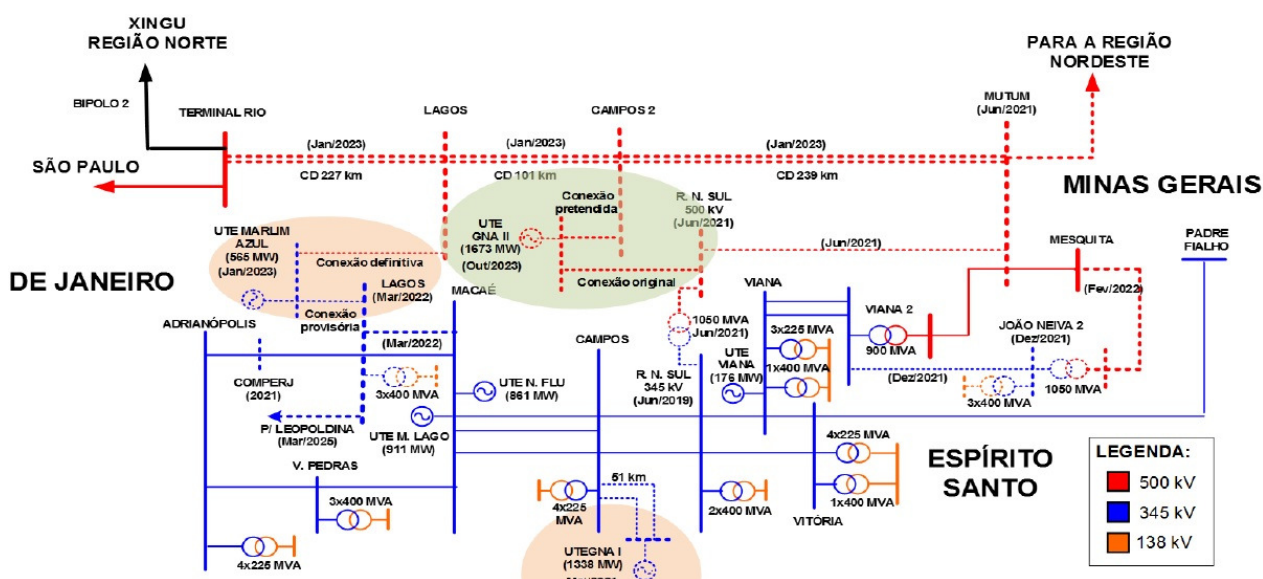


Figura 4.6 – Diagrama da Rede Básica com suprimento ao subsistema de interesse em 138 kV.

Fonte Furnas

A Figura 4.7 mostra o subsistema com as subestações de Lagos, Macaé e Campos formando um elo 345/138 kV. O pátio de 138 kV da SE Campos ainda está conectado ao sistema de 138 kV através do atendimento à Cachoeira do Itapemirim-RJ, que, por sua vez, se conecta à SE Vitória 345/138 kV, formando um segundo elo 345/138 kV envolvendo a SE Campos. O pátio de 138 kV de Campos atende ainda, de modo radial, as subestações UTEC e Mombaça.

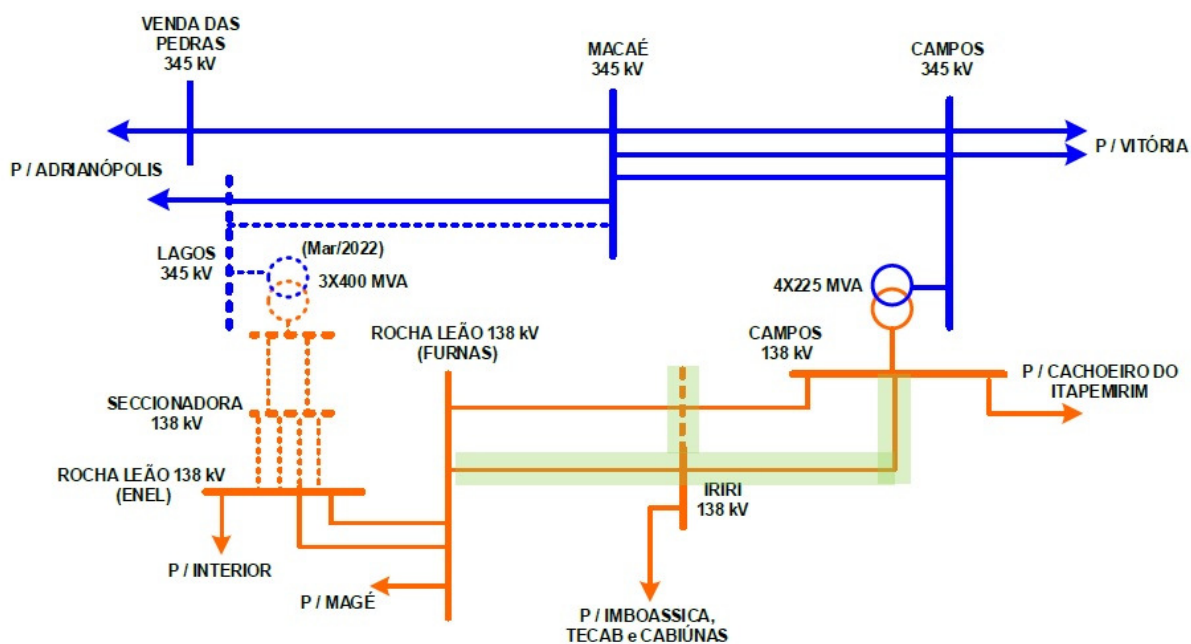


Figura 4.7 – Diagrama do subsistema 345/138 kV ao redor da SE Campos

A Figura 4.8 mostra a configuração de barra da SE Campos 138 kV planejada para a substituição do atual pátio em final de vida útil. A previsão, em etapa de médio prazo, é a conexão dos seguintes *bays*: quatro transformadores 345/138 kV – 4x225 MVA, dois *bays* para o atendimento à SE UTEC, dois *bays* para o atendimento à SE Mombaça, dois *bays* para o atendimento à SE Cachoeira do Itapemirim, dois *bays* para o atendimento à SE Iriri, um *bay* para compensação de reativos, totalizando treze *bays* para a conexão de elementos da transmissão, caracterizando um pátio de grande porte.

No estágio final previsto, com instalação de *bays* futuros o pátio poderá conectar até vinte e três *bays*, caracterizando um pátio de extragrande porte, o que eleva a conectividade do sistema no local.

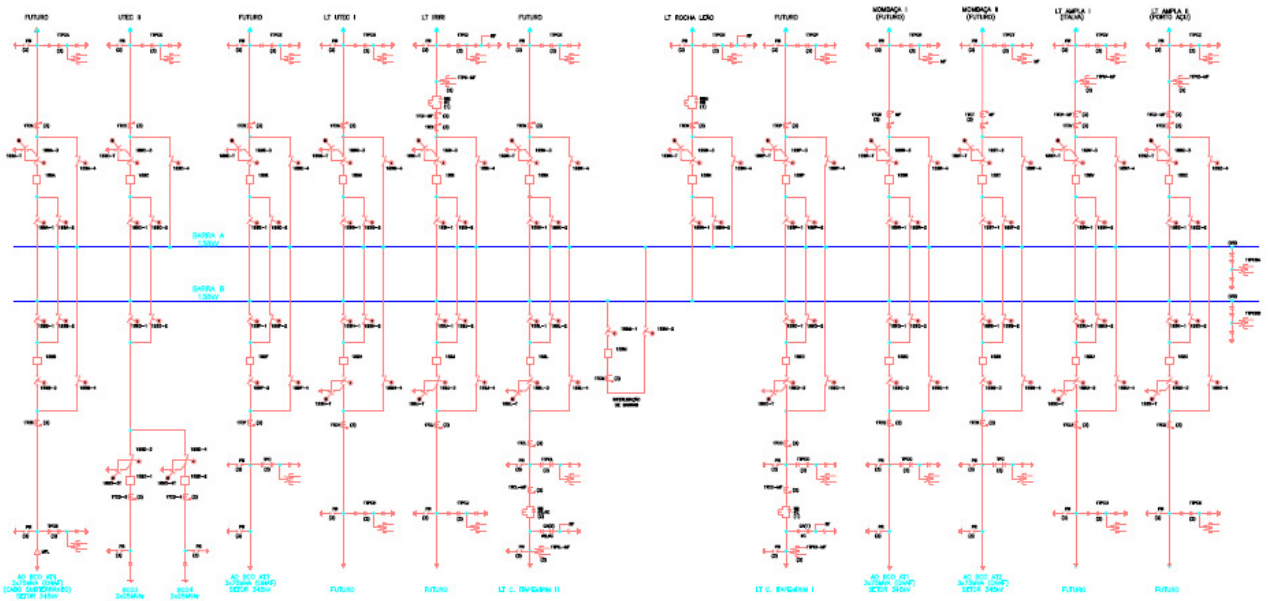


Figura 4.8 – Diagrama unifilar do pátio de 138 kV da SE Campos 138 kV em fase de projeto

Fonte: Furnas

Para melhor compreensão, a Figura 4.9 mostra um modelo da configuração de barra da subestação. Trata-se da configuração em barra dupla com disjuntor simples e quatro chaves. A sua melhor condição operativa (operação normal) é aquela em que as duas barras estão energizadas, com o bay de interligação de barras fechado, cada uma delas conectando 50% desses bays. Esta configuração é a padrão do ONS para a tensão de 230 kV na Rede Básica e para pátios que fazem interface com ela, mesmo em menor tensão nominal [ONS16].

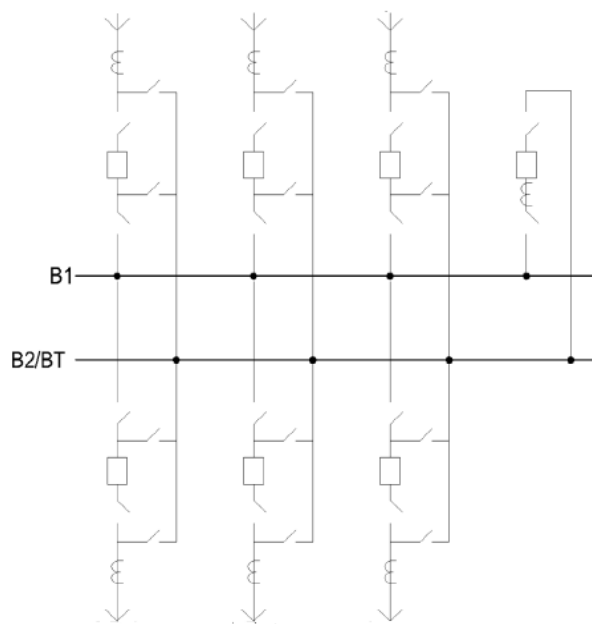


Figura 4.9 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples e quatro chaves – padrão para AIS

Uma solução compacta também seria possível para a aplicação a esse pátio em fase de modernização (*upgrading*). Assim na solução híbrida (MTS), onde os *bays* são isolados à SF₆ e os barramentos permanecem em instalação aérea, isolados em ar, haveria redução da área necessária, porém com maior investimento nos equipamentos. A Figura 4.9 mostra um *bay* típico desta solução, e a Figura 4.10 mostra um modelo da configuração de barra da subestação.



Figura 4.10 – Bay típico da solução compacta MTS

Fonte: Chesf

Na Figura 4.10 pode-se visualizar as buchas associadas às chaves seletoras de barra, as buchas associadas à chave de entrada do *bay*, bem como os invólucros que contêm os equipamentos isolados em SF₆ (disjuntor, chaves e TCs). É possível, ainda, notar o grau de compactação do *bay* quando se tem em mente uma solução convencional, isolada em ar.

Esse tipo de *bay* compacto MTS foi desenvolvido para configuração do tipo mostrada na Figura 4.11, onde não há chaves *bypass* para manutenção ou reparos em disjuntores. Assim, se há módulos reservas no local, mantidos em condições de substituição imediata, a ausência das chaves *bypass* não é preocupante, se o critério N-1 for sempre atendido ao longo da operação da SE. Importante notar que a taxa de falha e frequência de manutenção programada neste tipo de equipamento híbrido são menores quando comparado com a solução AIS.

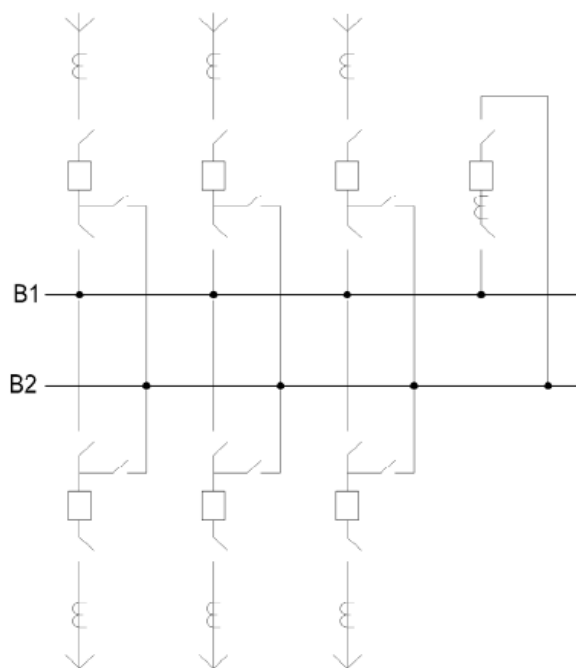


Figura 4.11 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples e três chaves – típico para MTS

4.3. Simulações e resultados

O objetivo nesta seção é demonstrar a utilização da metodologia uma vez que a configuração do tipo barra dupla com disjuntor simples e quatro chaves está em conformidade com o preconizado nos documentos de Procedimentos de Rede do ONS. Para isso, serão utilizados os procedimentos definidos no item 3.1.4 do

Capítulo 3 para comparar a configuração padrão na tecnologia AIS (isolada em ar) com a tecnologia compacta híbrida MTS, considerada possível de ser aplicada no referido pátio.

Para tal, então, será considerada a metodologia sistêmica para a avaliação de confiabilidade, que segue o conceito do NERC (North American Electric Reliability Corporation), o qual expressa o termo confiabilidade em duas visões: segurança e adequação. O critério de segurança está vinculado à capacidade de o sistema elétrico resistir aos distúrbios súbitos, como aqueles em que ocorre uma falha na SE. Dessa forma, a proteção atua e, em um determinado tempo, os disjuntores abrem e provocam desligamentos e perda de configuração na SE. Nesta situação, a estabilidade transitória do sistema elétrico não deve ser afetada a ponto de ocorrer perda de sincronismo de suas máquinas. Trata-se, portanto, de uma análise dinâmica.

Já o critério de adequação está vinculado à capacidade de o sistema elétrico prover redundância razoável para o atendimento às cargas, o que permite a execução de manutenções programadas e/ ou ações de reparos usuais em equipamentos, sem que isso incorra em cortes de cargas. Trata-se, com isso, de uma análise estática.

Na metodologia sistêmica, por sua vez são avaliados os estados mais críticos do pátio da SE que resultam em saída múltipla de circuitos do sistema elétrico. No caso, configuração do tipo barra dupla, os seguintes estados são avaliados: saída da Barra A, saída da Barra B e barras A e B desligadas simultaneamente.

4.3.1. Análise da segurança operacional

A análise de segurança foi avaliada com a utilização do programa ANATEM do CEPEL por meio da utilização do arquivo PD ciclo 2020-2029 da EPE, ano 2029, carga pesada, cenário Norte Exportador, com base nos seguintes procedimentos:

(i) aplicar um curto-circuito monofásico na barra A com um **tempo de permanência de 500 ms** (proteção de retaguarda) e, ao eliminar o defeito, abrir também, simultaneamente, os ramos conectados na barra A de modo a

simular a ação da proteção diferencial de barra e a abertura dos disjuntores, com perda parcial do pátio;

(ii) repetir este mesmo procedimento para a barra B;

(iii) repetir este mesmo procedimento, porém desligando todos os bays do pátio de 138 kV, de modo a simular a atuação da proteção diferencial das duas barras devido à falha no disjuntor de interligação de barras e à perda total do pátio de 138 kV;

(iv) durante as simulações, monitorar os ângulos de potência das máquinas da região (usinas térmicas, usinas hidrelétricas e compensadores síncronos) de modo a verificar as excursões dos ângulos durante a perturbação.

A Figura 4.12 mostra a configuração operacional do pátio 138 kV da SE Campos, que foi simulada, com a divisão de circuitos equilibrada entre as duas barras.

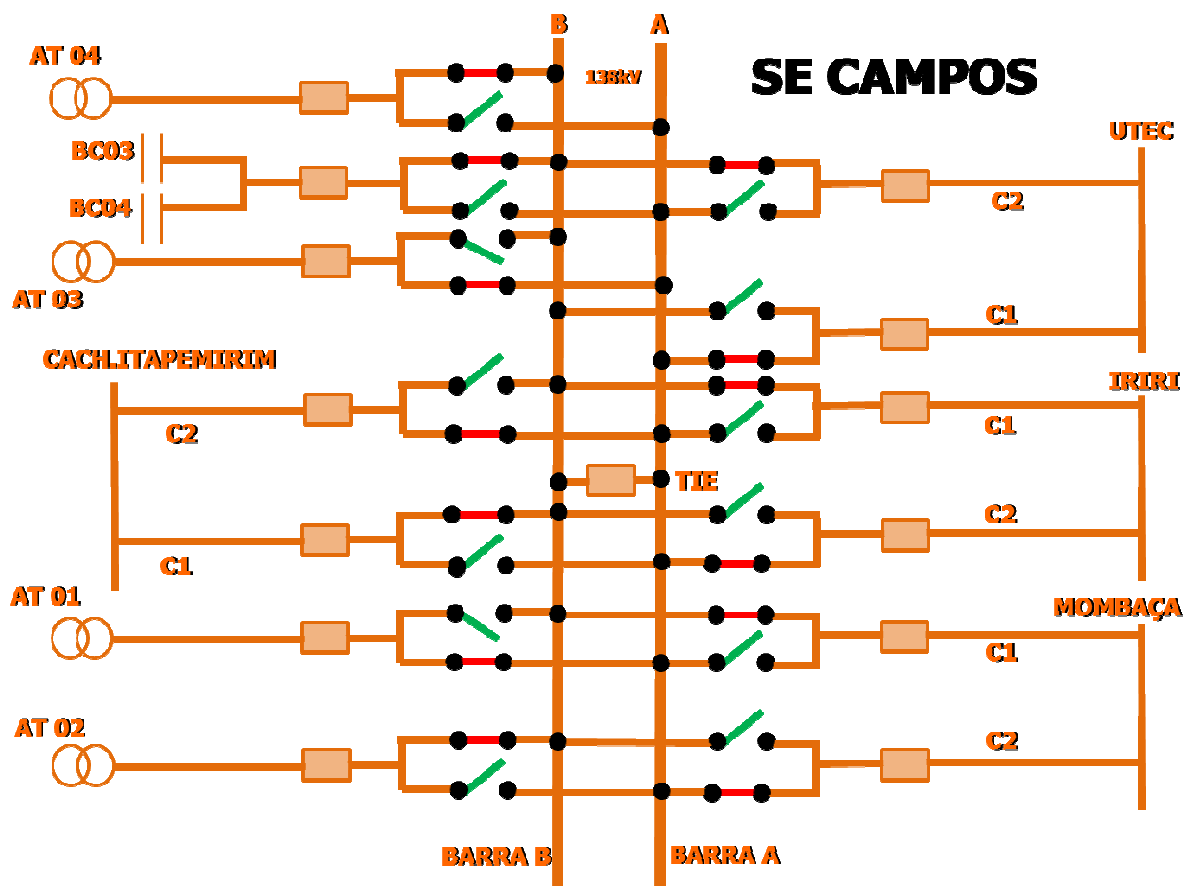


Figura 4.12 – Configuração operacional da SE Campos no pátio 138 kV

Simulação 1: Defeito na barra A e seu desligamento

A primeira simulação consistiu na aplicação de falta monofásica (curto-circuito) na barra A durante 500 milissegundos (considerando o tempo para atuação de proteção de retaguarda), com a abertura simultânea de todos os equipamentos ligados à barra A para simular a atuação da proteção de barras da barra A, permanecendo a barra B em operação. Nas Figuras 4.12 a 4.18 são apresentados os resultados obtidos para um tempo total de simulação de dez segundos.

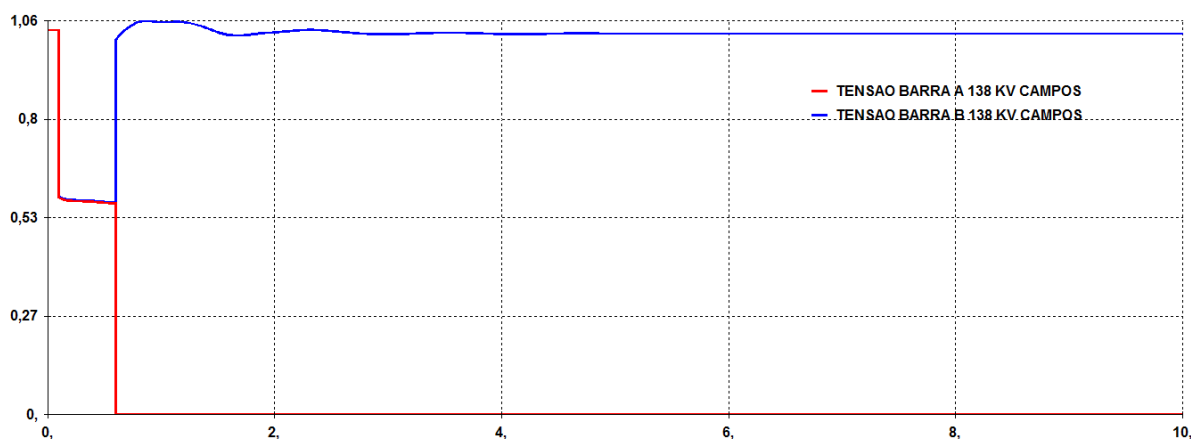


Figura 4.12 – Defeito na barra A e tensões nas barras A e B da SE Campos 138 kV

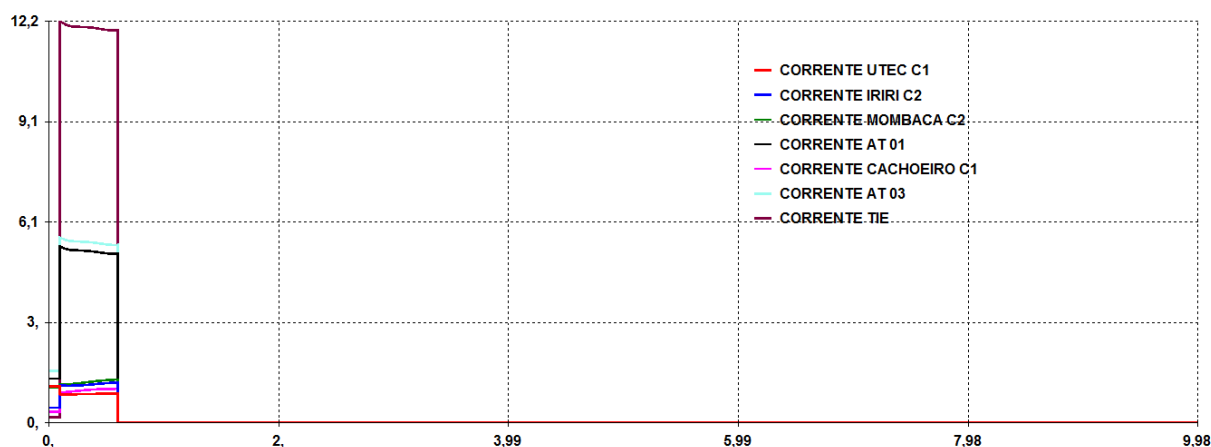


Figura 4.13 – Defeito na barra A e correntes nos circuitos ligados à barra A 138 kV

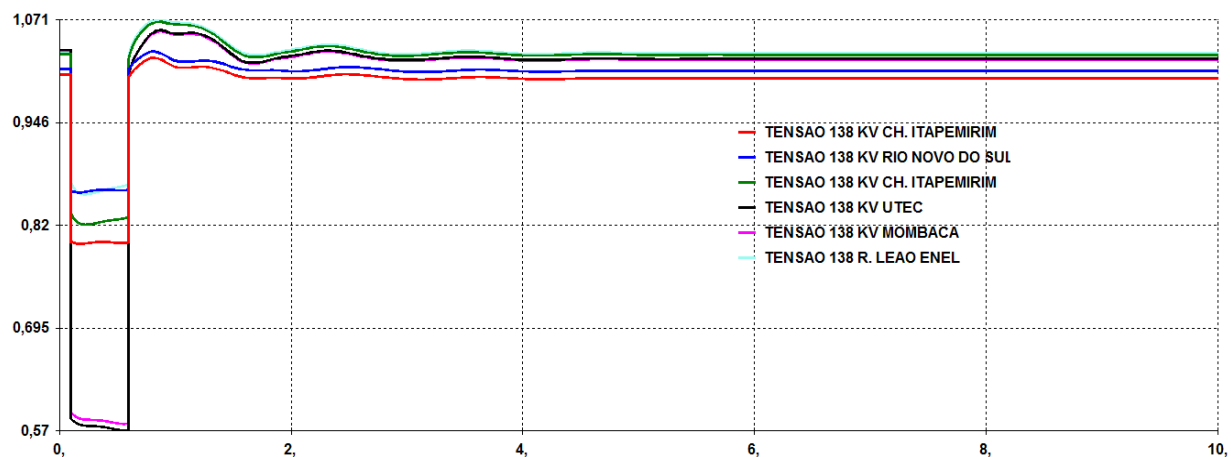


Figura 4.14 – Defeito na barra A e tensões em barras próximas em 138 kV

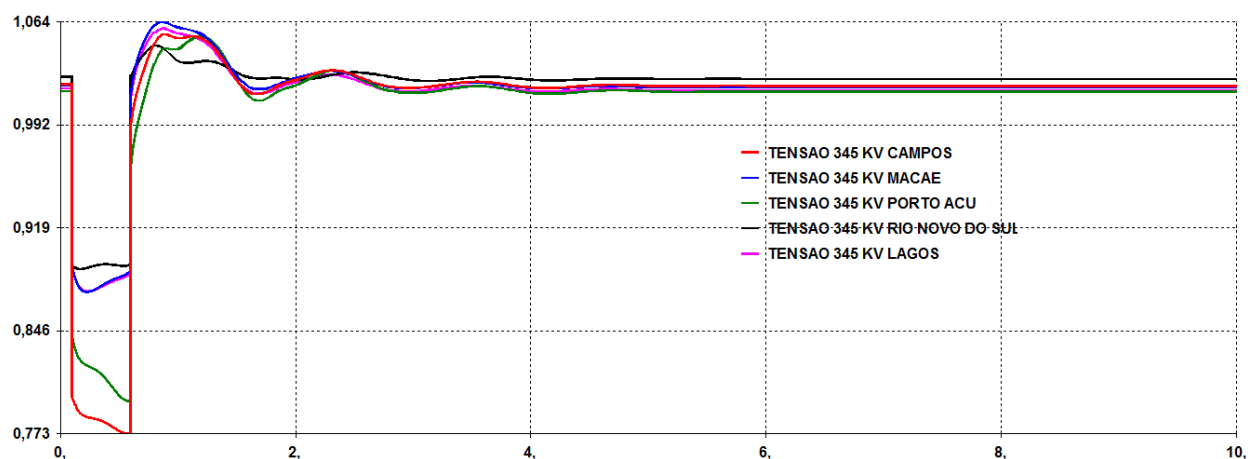


Figura 4.15 – Defeito na barra A e tensões em barras próximas em 345 kV

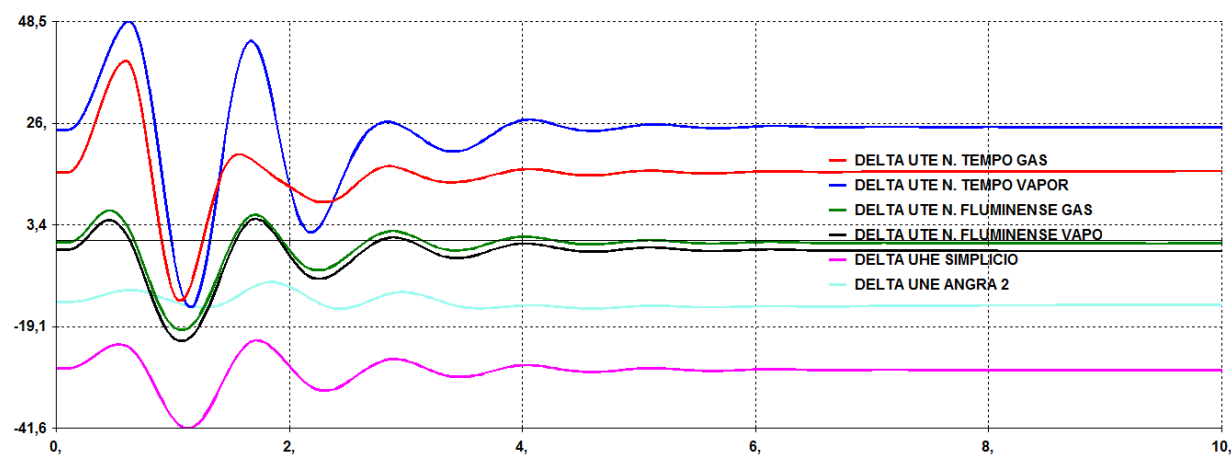


Figura 4.16 – Defeito na barra A e diferença angular em geradores próximos (graus)

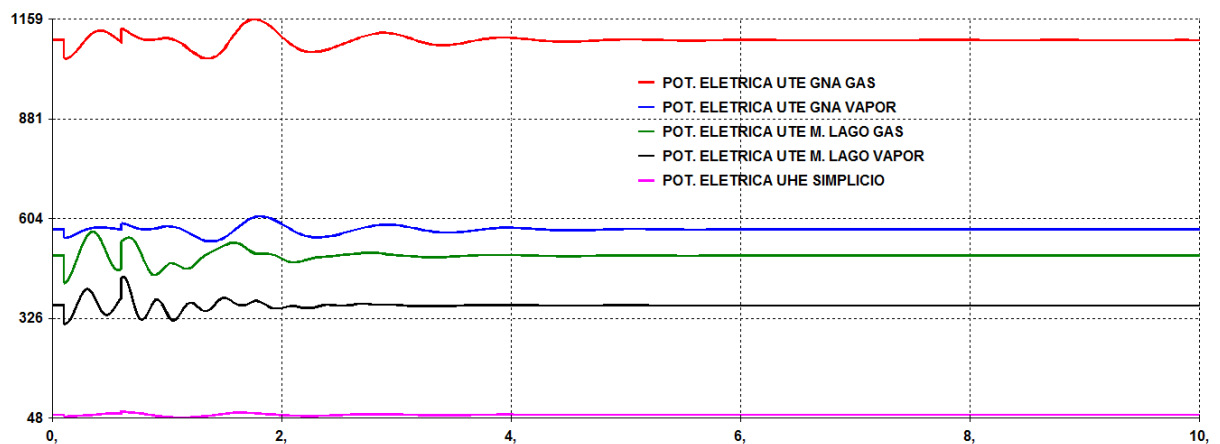


Figura 4.17 – Defeito na barra A e potências elétricas em geradores próximos (MW)

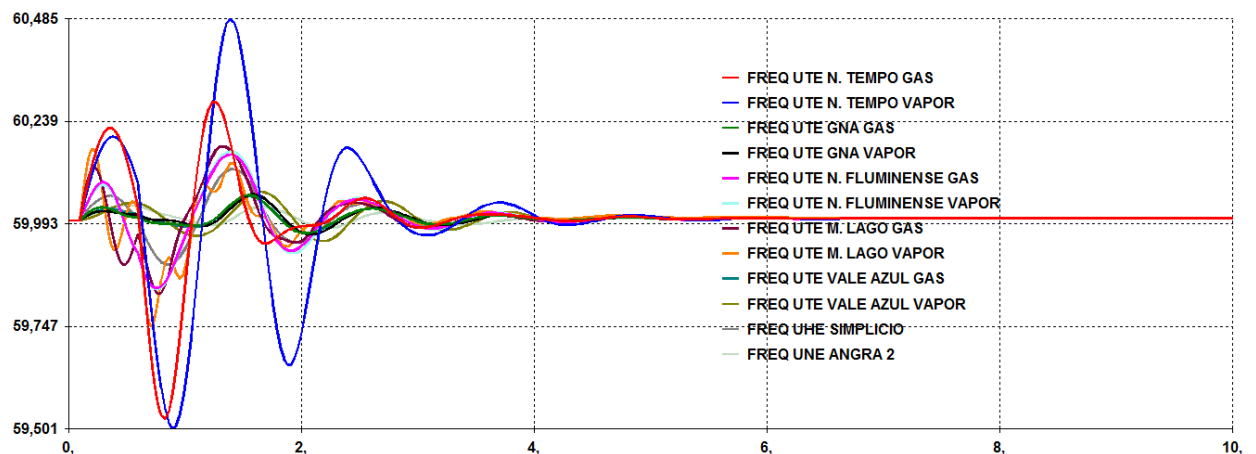


Figura 4.18 – Defeito na barra A e frequências em geradores próximos (Hz)

A tensão e as correntes na barra A (Figuras 4.12 e 4.13) foram a zero após a eliminação da falta de 500 ms, comprovando que a barra A foi desenergizada, isolando o defeito. O sistema elétrico permaneceu estável para esta ocorrência, conforme mostram as figuras de 4.14 a 4.18, com a diferença angular (ângulo delta) não tendo oscilações significativas em relação à sua referência (centro médio de inércia do sistema). As máquinas térmicas próximas ao barramento de 138 kV da SE Campos tiveram comportamento satisfatório durante esta contingência.

Simulação 2: Defeito na barra B e seu desligamento

A segunda simulação consistiu na aplicação de falta monofásica (curto-circuito) na barra B durante 500 milissegundos (considerando o tempo para atuação de proteção

de retaguarda), com a abertura simultânea de todos os equipamentos ligados à barra B para simular a atuação da proteção de barras da barra B, permanecendo a barra A em operação. Nas figuras de 4.19 a 4.25 são apresentados os resultados dessa contingência.

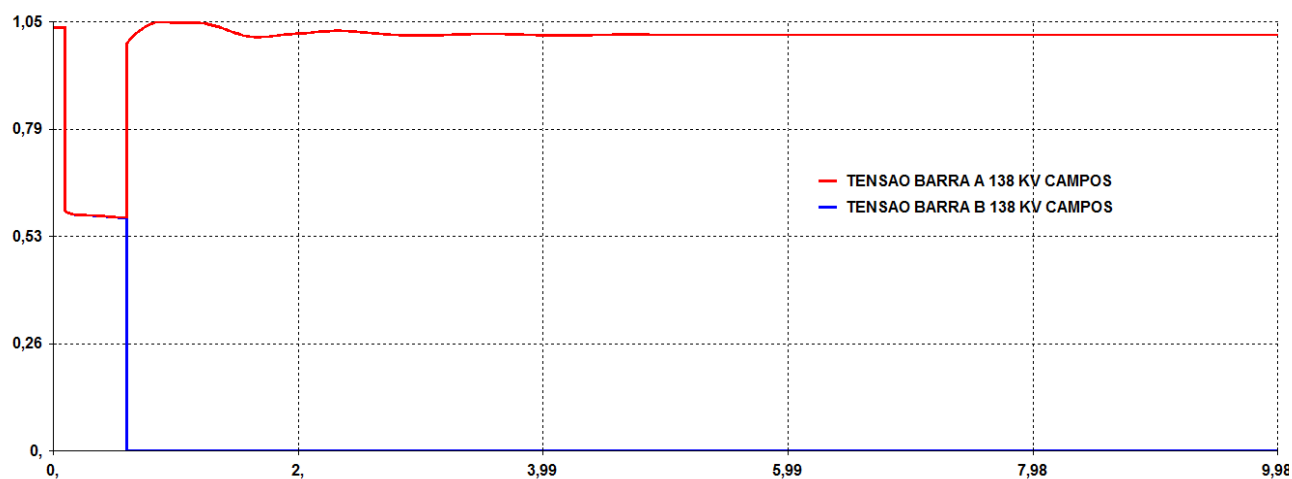


Figura 4.19 – Defeito na barra B e tensões nas barras A e B da SE Campos 138 kV

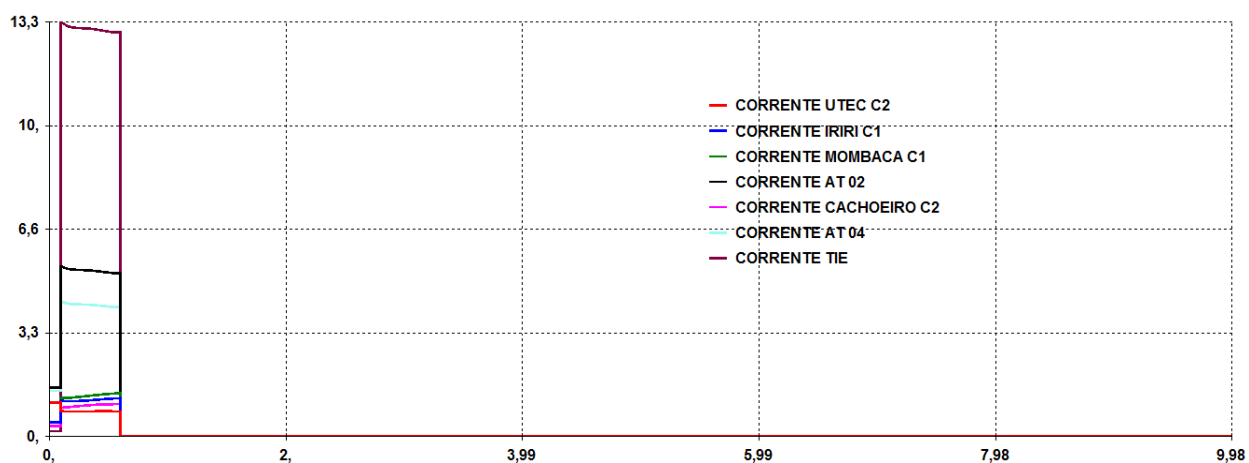


Figura 4.20 – Defeito na barra B e correntes nos circuitos ligados à barra B 138 kV

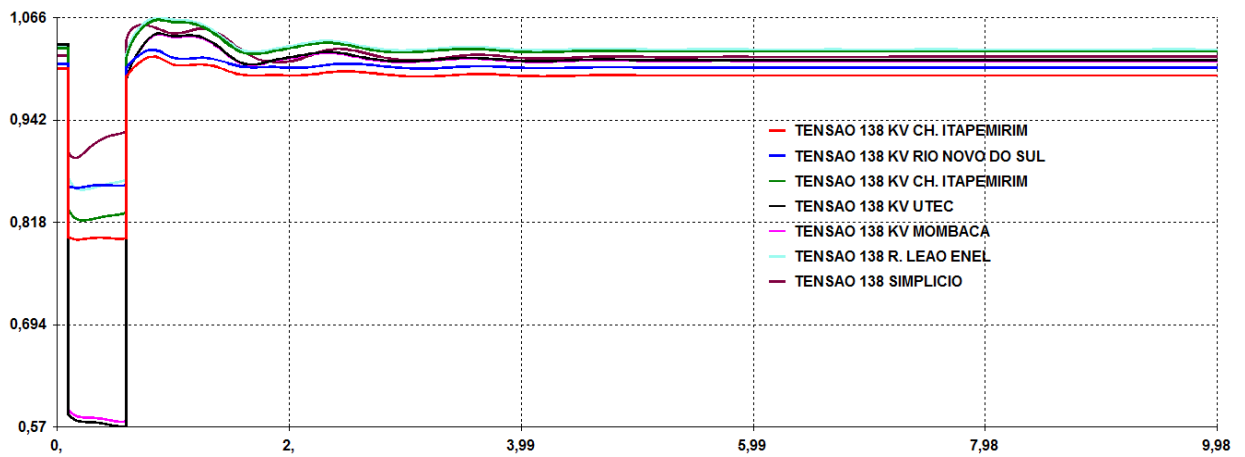


Figura 4.21 – Defeito na barra B e tensões em barras próximas em 138 kV

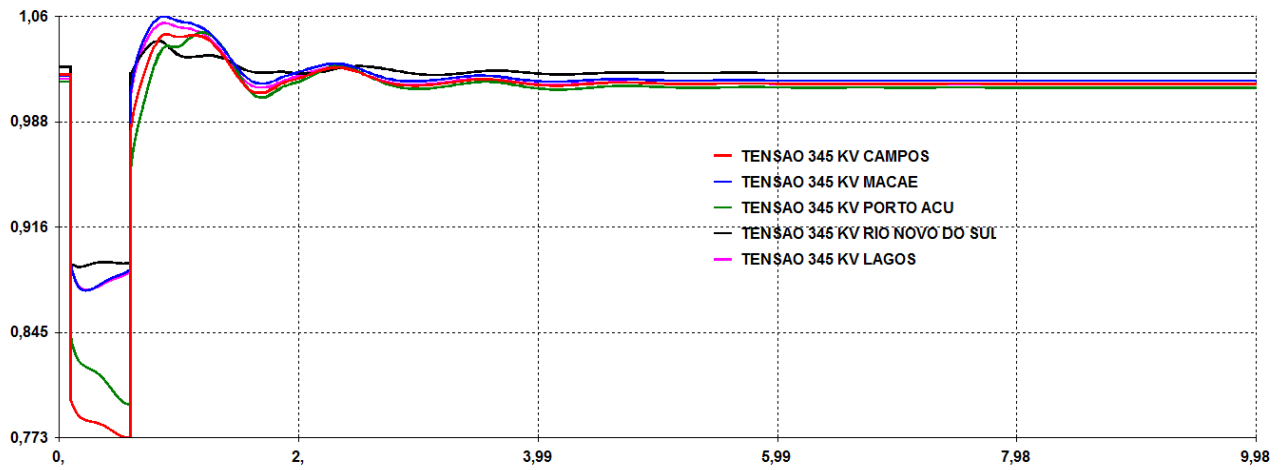


Figura 4.22 – Defeito na barra B e tensões em barras próximas em 345 kV

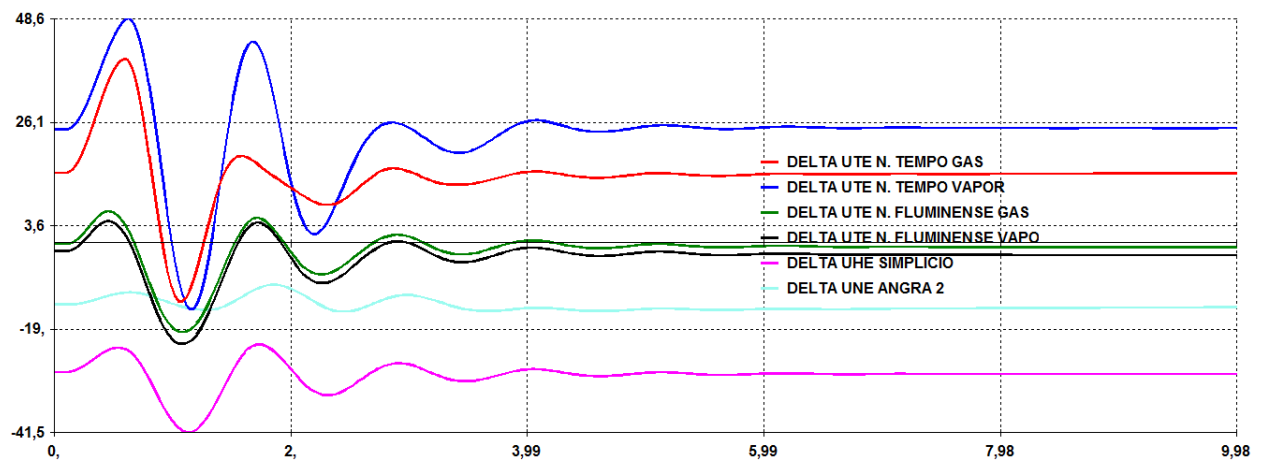


Figura 4.23 – Defeito na barra B e diferença angular em geradores próximos (graus)

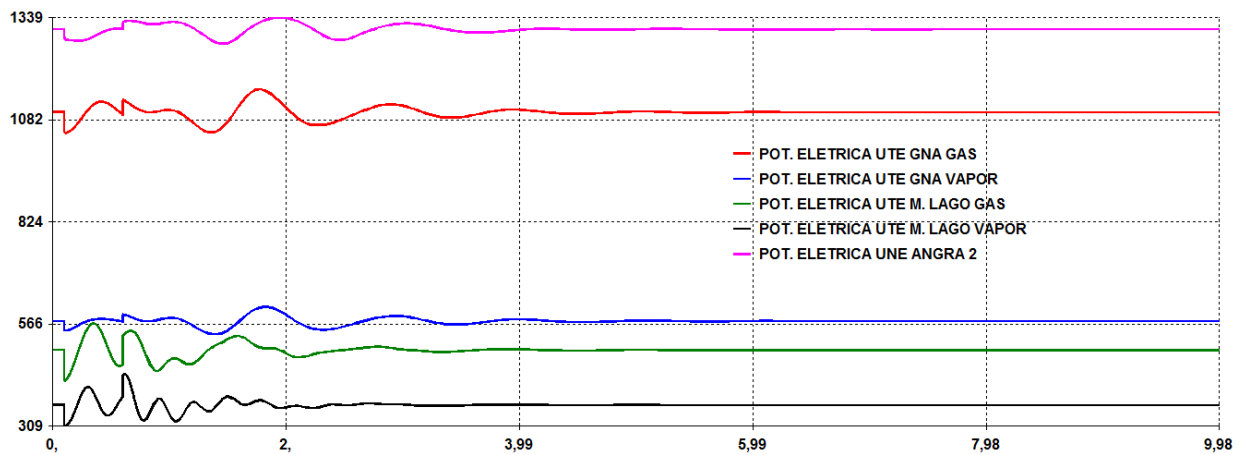


Figura 4.24 – Defeito na barra B e potências elétricas em geradores próximos (MW)

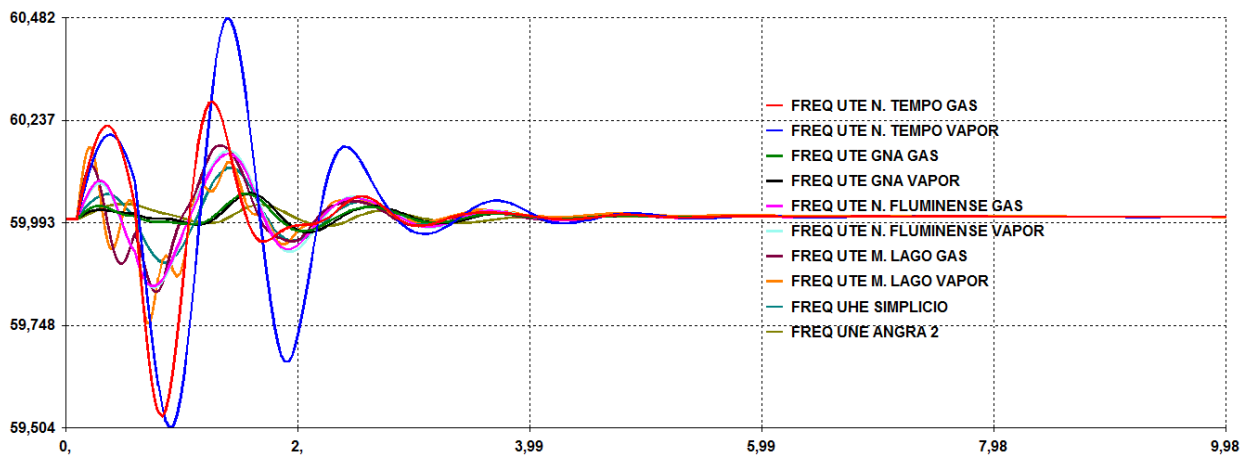


Figura 4.25 – Defeito na barra B e frequências em geradores próximos (Hz)

A tensão e as correntes na barra B (Figuras 4.19 e 4.20) foram a zero após a eliminação da falta de 500 ms. Isso comprova que a barra B foi desenergizada, isolando o defeito.

O sistema elétrico permaneceu estável para esta ocorrência, conforme mostram as figuras de 4.21 a 4.25, com a diferença angular (ângulo delta) não tendo aumento significativo em relação à sua referência, retornando à sua condição anterior ao defeito. As máquinas térmicas próximas ao barramento de 138 kV da SE Campos tiveram comportamento satisfatório durante esta contingência.

Simulação 3: defeito na barra A e o desligamento das barras A e B

A terceira simulação consiste na aplicação de falta monofásica (curto-circuito) na barra A próxima ao disjuntor de interligação de barras (DSJ TIE) durante 500 milissegundos (considerando o tempo para atuação de proteção de retaguarda), com a abertura simultânea de todos os equipamentos ligados às barras A e B para simular a atuação da proteção de barras das barras A e B, desenergizando completamente o setor de 138 kV da SE Campos. Os resultados dessa contingência são apresentados nas Figuras de 4.26 a 4.33.

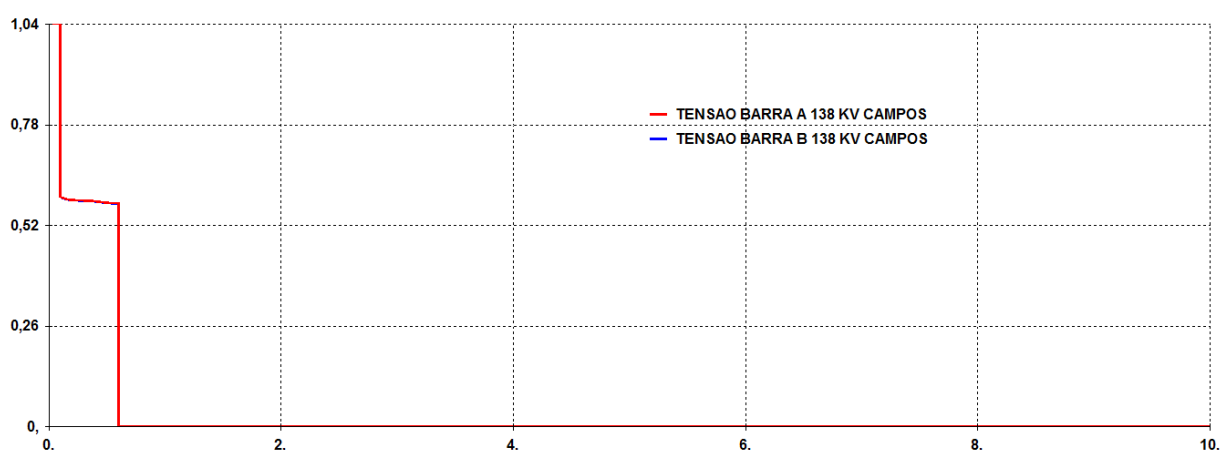


Figura 4.26 – Defeito nas barras A e B e tensões nas barras A e B da SE Campos 138 kV

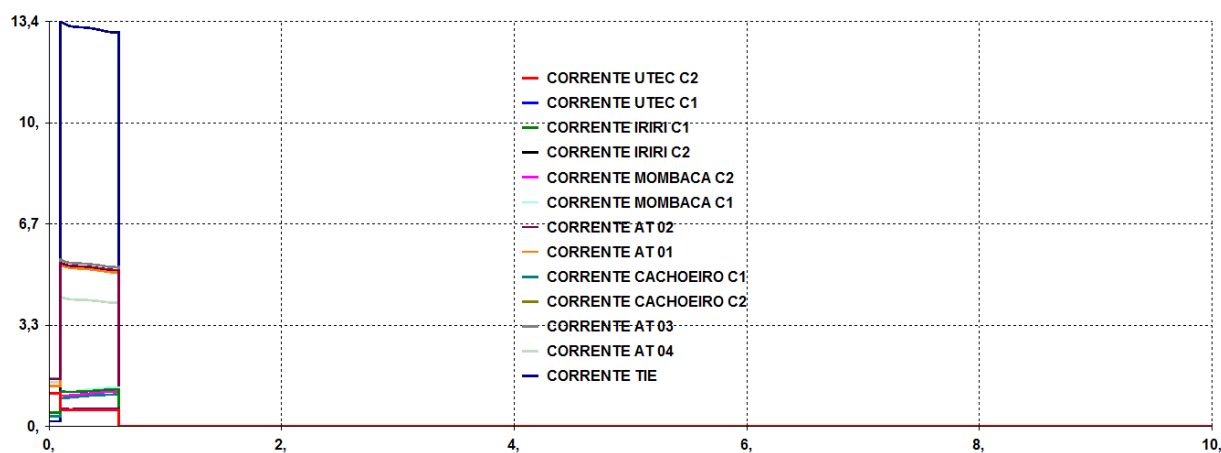


Figura 4.27 – Defeito nas barras A e B e correntes nos circuitos ligados às barras A e B da SE Campos 138 kV

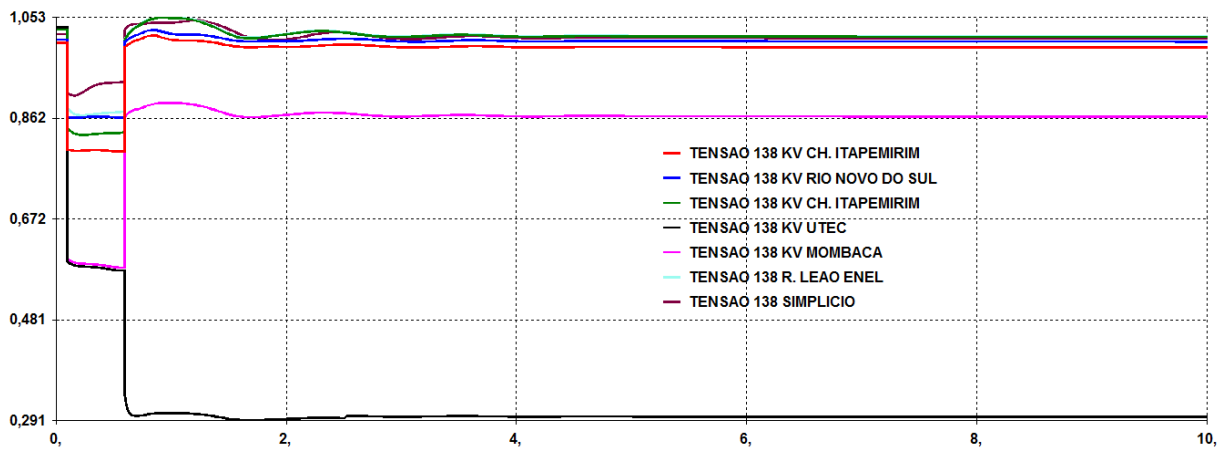


Figura 4.28 – Defeito nas barras A e B e tensões em barras próximas em 138 kV

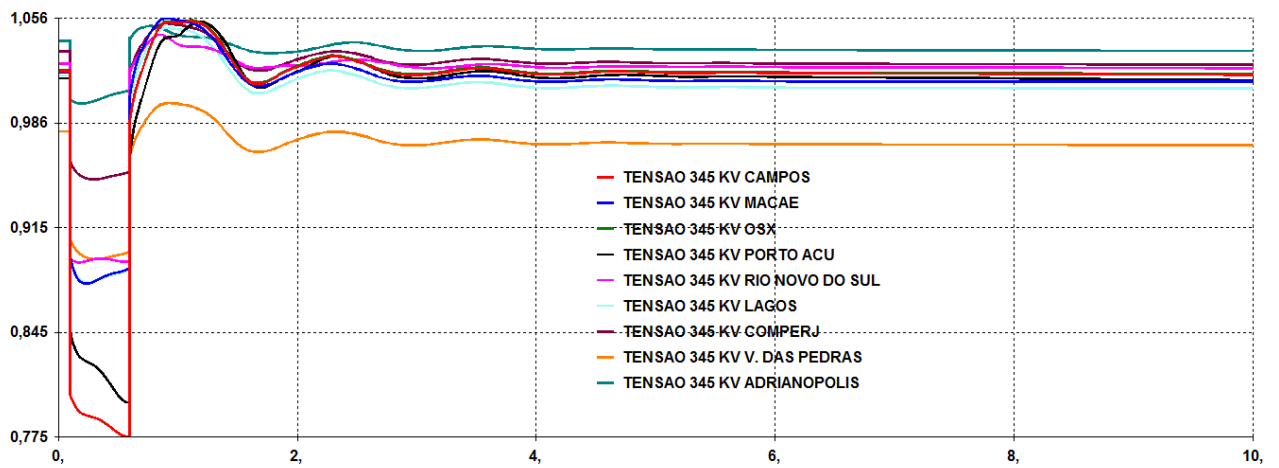


Figura 4.29 – Defeito nas barras A e B e tensões em barras próximas em 345 kV

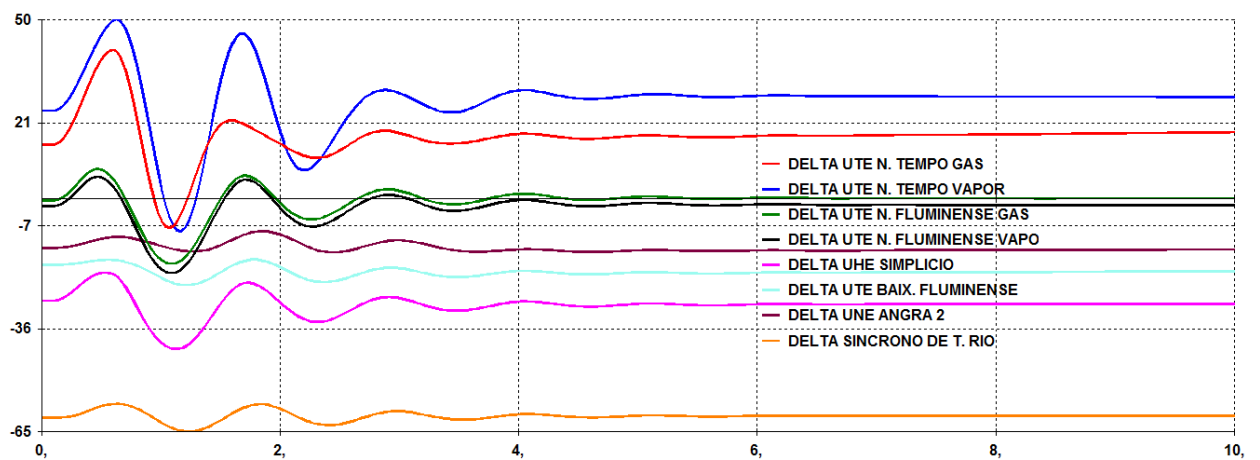


Figura 4.30 – Defeito nas barras A e B e diferença angular em geradores próximos (graus)

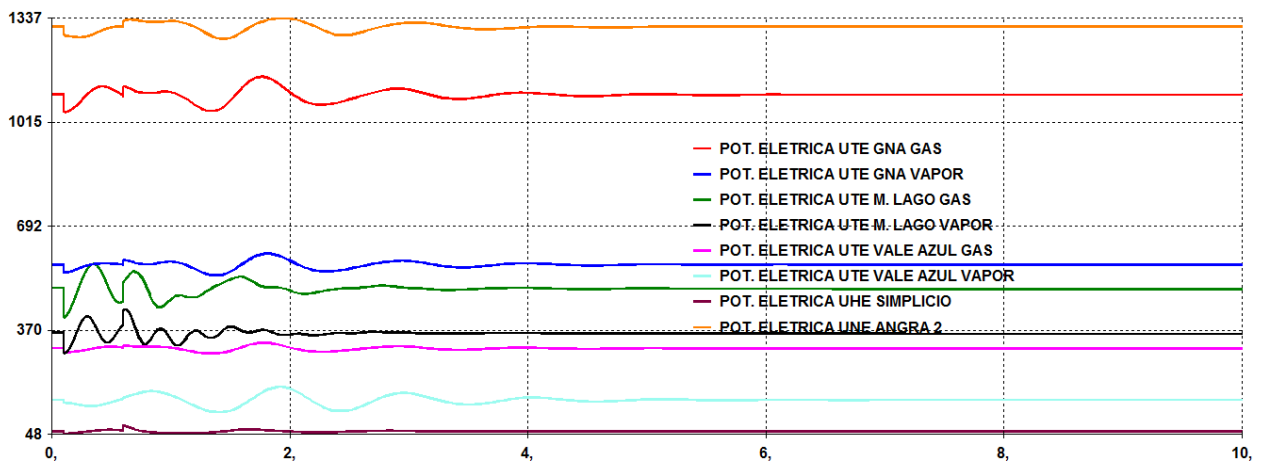


Figura 4.31 – Defeito nas barras A e B e potências elétricas em geradores próximos (MW)

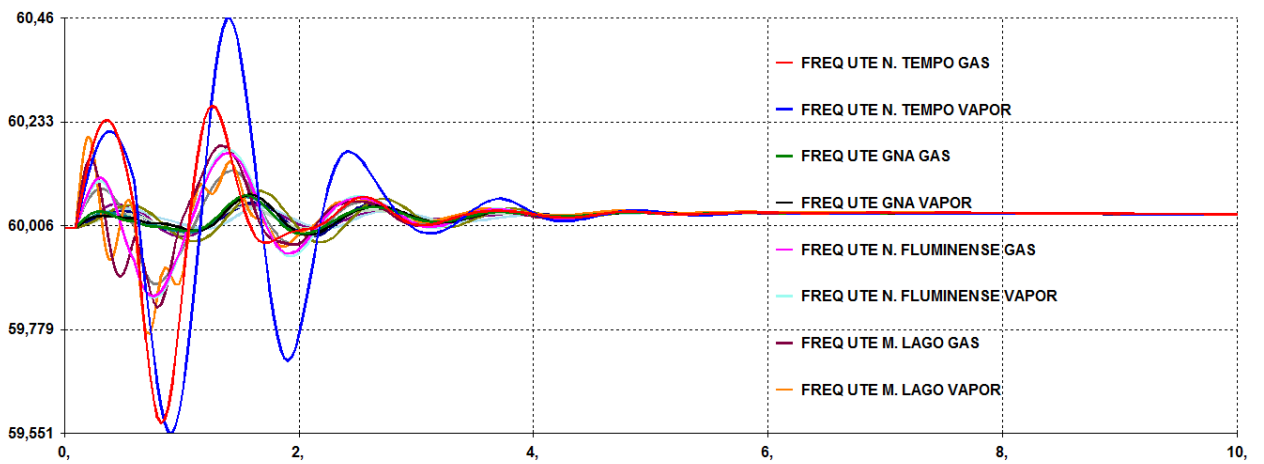


Figura 4.32 – Defeito nas barras A e B e frequências em geradores próximos (Hz)

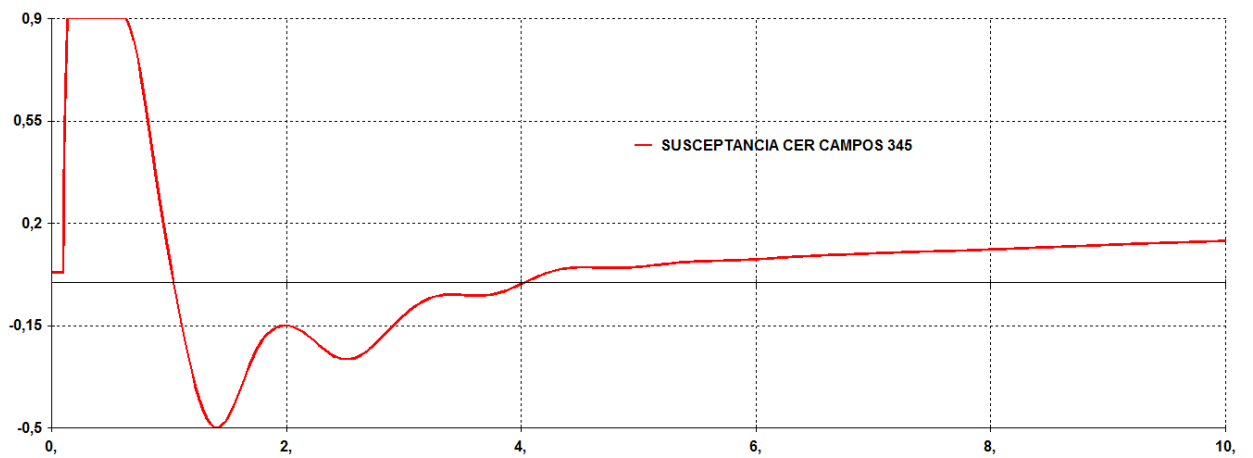


Figura 4.33 – Defeito nas barras A e B e a Susceptância do CER da SE Campos, conectado em 345 kV (Mvar/100)

A tensão e as correntes nas barras A e B (Figuras 4.26 e 4.27) foram a zero após a eliminação da falta de 500 ms. Isso comprova que as barras A e B foram desenergizadas isolando o defeito.

O sistema elétrico permaneceu estável para esta ocorrência, conforme mostram as figuras de 4.28 a 4.33, com a diferença angular (ângulo delta) não tendo aumento significativo, retornando à sua condição inicial em poucos segundos. As máquinas térmicas próximas ao barramento de 138 kV da SE Campos apresentaram comportamento satisfatório durante esta contingência.

Entretanto, devido à severidade desta ocorrência, houve como consequência colapsos de tensão na rede de 138 kV da área de Campos (UTEC, Noroeste Fluminense e Mombaça), sendo estas cargas rejeitadas, por desconexão. Mesmo assim, isso não compromete a recuperação do restante da rede de 138 kV, como em Iri e Cachoeira do Itapemirim. A susceptância do compensador estático - CER da SE Campos, conectado em 345 kV, sofre grande variação no período de defeito, recuperando-se em seguida, sem consequências para a estabilidade transitória do sistema elétrico, como apontado na figura 4.33.

Em resumo, o sistema elétrico se manteve estável frente aos eventos simulados, que são os mais críticos no pátio de 138 kV da SE Campos, ainda que associados ao tempo de atuação da proteção de retaguarda. Conclui-se, então, que, para esse horizonte de médio prazo, o pátio não oferece riscos à segurança operativa do sistema elétrico.

4.3.2. Análise da adequação

A análise da adequação está associada a duas atividades: calcular a indisponibilidade (probabilidade anualizada) dos estados críticos na SE e, para esses estados, verificar se há corte de carga e qual o seu montante caso ocorra. A partir daí, deve-se obter o indicador de confiabilidade EENS conforme procedimentos definidos no item 3.1.4 do Capítulo 3.

Os cortes de cargas foram obtidos tendo como referência um caso base no mesmo horizonte das simulações anteriores ajustado com o programa ANAREDE do CEPEL. O programa utilizado nas análises de cortes de cargas tem formulação

linearizada, onde no processo de otimização de fluxo de potência linearizado as tensões são mantidas em 1,0 pu e os fluxos de potência reativa não são considerados. Esta análise é mais simples e também otimista, dado que a restrição em questão são os limites dos circuitos em emergência para o atendimento às cargas nos estados degradados da SE.

Dessa forma, a inclusão da necessidade de se verificar os limites de tensão na condição de otimização (formulação AC) tende a elevar os cortes de cargas, sendo mais realista, porém aumenta o grau de dificuldade na aplicação da metodologia. Por conseguinte, para o caso em que se deseja o montante dos cortes de cargas para a obtenção de um indicador de confiabilidade, uma maior precisão nos valores não é absolutamente necessária e, assim, uma formulação linearizada - DC é muitas vezes utilizada.

O caso base obtido com o programa ANAREDE teve as barras e ramos simplificados, pois não há necessidade de se representar terciários de transformadores, nem elementos de compensação de reativos.

As Figuras 4.34 e 4.35 apresentam as barras e os ramos do subsistema equivalente 345/138 kV no entorno da SE Campos 345/138 kV, como já mostrado na Figura 4.5.

Dados de Barras

Barra	Área	Nger	Gmin MW	Gmax MW	FOR	Cger \$/MW	Carga MW	Cint \$/MW	
2002	1	0	0.00	0.00	0.00	0.00	310.00	1500.00	SECC 138
1979	1	0	0.00	0.00	0.00	0.00	184.00	1500.00	R.LEÃO-ENEL 138
3784	1	0	0.00	0.00	0.00	0.00	654.00	1500.00	MACAÉ 345
3785	1	0	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	1500.00	CAMPOS 345
3793	1	0	0.00	0.00	0.00	0.00	101.00	1500.00	IRIRI 138
3794	1	0	0.00	0.00	0.00	0.00	157.00	1500.00	R.LEÃO-FURNAS 138
3859	1	0	0.00	0.00	0.00	0.00	216.00	1500.00	UTEC 138
3487	1	0	0.00	0.00	0.00	0.00	267.00	1500.00	C.ITAPEMIRIM-ES 138
1953	1	0	0.00	0.00	0.00	0.00	222.00	1500.00	MOMBAÇA 138
3616	1	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1500.00	LAGOS 345
3618	1	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1500.00	LAGOS 138
9113	1	0	0.00	0.00	0.00	0.00	99.00	1500.00	VITÓRIA-ES 138
9313	1	1	0.00	40.00	0.00	0.00	0.00	1500.00	VITÓRIA-ES 345
3001	1	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1500.00	CAMPOS-BARRA_1 138
3002	1	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1500.00	CAMPOS-BARRA_2 138
7850	1	1	1324.00	1325.00	0.00	10.00	0.00	1500.00	EQUIVAL. CAMPOS 345
7840	1	1	1510.00	1511.00	0.00	10.00	0.00	1500.00	EQUIVAL. MACAÉ 345
6160	1	1	-9999.00	1400.00	0.00	100.00	0.00	1500.00	EQUIVAL. LAGOS 345
Total		4		4276.00			2225.00		

Figura 4.34 – Dados de barras do sistema simulado com FPO DC.

No arquivo original, as barras Campos Macaé em 345 eram de geração fixa e foram mantidas como tal; e a barra Lagos 345 era a *swing* do sistema e foi mantida com uma faixa de operação para ser possível a convergência do método, com o devido fechamento de fluxo de potência. No caso base, o fluxo nessa barra era negativo, de 633 MW, com o equivalente assumindo um comportamento de carga. As duas barras de geração fixa atendiam, assim, as cargas (2.225 MW), o equivalente de Lagos 345 (633 MW), bem como também as perdas do sistema de 18 MW. Por fim, na barra Vitória-ES 345 também se considera um gerador fixo.

Na Figura 4.35, os dados utilizados foram as resistências e reatâncias de sequência positiva em pu, base 100 MVA, e a capacidade dos circuitos em emergência, em MW. Os valores limites são os mesmos do caso base original do arquivo de dados do programa ANAREDE.

Dados de Circuitos								
Orig	Dest	Nseq	Res pu	Reat pu	Lambda f/a	MTTR h	Indisp	Capac MW
1979	2002	1	0.0015	0.0041	0.0000	1.00	0.000000	122.00
1979	2002	2	0.0015	0.0041	0.0000	1.00	0.000000	122.00
1979	2002	3	0.0015	0.0041	0.0000	1.00	0.000000	122.00
1979	2002	4	0.0016	0.0046	0.0000	1.00	0.000000	180.00
2002	3618	5	0.0015	0.0101	0.0000	1.00	0.000000	700.00
2002	3618	6	0.0015	0.0101	0.0000	1.00	0.000000	700.00
3618	3616	7	0.0000	0.0250	0.0000	1.00	0.000000	480.00
3618	3616	8	0.0000	0.0250	0.0000	1.00	0.000000	480.00
3618	3616	9	0.0000	0.0250	0.0000	1.00	0.000000	480.00
3784	3785	10	0.0026	0.0289	0.0000	1.00	0.000000	1075.00
3784	3785	11	0.0026	0.0289	0.0000	1.00	0.000000	1075.00
3784	3785	12	0.0026	0.0289	0.0000	1.00	0.000000	1075.00
3616	3784	13	0.0004	0.0048	0.0000	1.00	0.000000	1075.00
3616	3784	14	0.0006	0.0065	0.0000	1.00	0.000000	1075.00
3794	1979	15	0.0015	0.0050	0.0000	1.00	0.000000	215.00
3794	1979	16	0.0015	0.0050	0.0000	1.00	0.000000	215.00
3794	3793	17	0.0070	0.0296	0.0000	1.00	0.000000	166.00
3794	3793	18	0.0070	0.0296	0.0000	1.00	0.000000	166.00
3785	9313	19	0.0032	0.0357	0.0000	1.00	0.000000	1075.00
3785	9313	20	0.0032	0.0357	0.0000	1.00	0.000000	1075.00
9113	9313	21	0.0000	0.0250	0.0000	1.00	0.000000	480.00
9113	9313	22	0.0000	0.0250	0.0000	1.00	0.000000	480.00
3487	9113	23	0.0131	0.0596	0.0000	1.00	0.000000	185.00
3487	9113	24	0.0131	0.0596	0.0000	1.00	0.000000	185.00
3001	3785	25	0.0000	0.0402	0.0000	1.00	0.000000	270.00
3001	3859	26	0.0006	0.0025	0.0000	1.00	0.000000	286.00
3001	3793	27	0.0573	0.2418	0.0000	1.00	0.000000	166.00
3001	3487	28	0.0620	0.2616	0.0000	1.00	0.000000	166.00
3001	3785	29	0.0000	0.0409	0.0000	1.00	0.000000	270.00
3001	1953	30	0.0013	0.0072	0.0000	1.00	0.000000	311.00
3001	3002	31	0.0000	0.0009	0.0000	1.00	0.000000	9999.00
3002	3785	32	0.0000	0.0492	0.0000	1.00	0.000000	270.00
3002	3859	33	0.0006	0.0025	0.0000	1.00	0.000000	286.00
3002	3487	34	0.0620	0.2616	0.0000	1.00	0.000000	166.00
3002	3793	35	0.0573	0.2418	0.0000	1.00	0.000000	166.00
3002	3785	36	0.0000	0.0409	0.0000	1.00	0.000000	270.00
3002	1953	37	0.0013	0.0072	0.0000	1.00	0.000000	311.00
7850	3785	38	0.0000	0.0005	0.0000	1.00	0.000000	9999.00
7840	3784	39	0.0000	0.0005	0.0000	1.00	0.000000	9999.00
6160	3616	40	0.0000	0.0005	0.0000	1.00	0.000000	9999.00

Figura 4.35 – Dados dos circuitos do sistema simulado com FPO DC.

A impedância com apenas reatância são ramos de transformadores, e as impedâncias contendo também resistências são ramos de linhas de transmissão. Ramos com valores muito baixos de reatâncias e limites infinitos (9999.00) representam as conexões dos equivalentes e a interligação entre as barras da SE Campos 138 kV (3001 e 3002).

A seguir são feitos alguns comentários de modo a esclarecer os resultados obtidos.

As potências ativas incidentes no pátio de 138 kV da SE Campos, fluindo pelos transformadores, não são exatamente iguais devido a pequenas diferenças nas suas impedâncias: os fluxos incidentes na barra B1 (barra A) via transformadores são de 158 e 155 MW e os fluxos incidentes na barra B2 (barra B) via transformadores são de 130 e 155 MW. Assim, a saída da barra B1 ou da barra B2 pode significar diferenças no processo de minimização dos cortes de cargas. Tal situação foi o que se verificou na simulação das falhas na SE.

A Tabela 4.6 mostra os estados operativos da SE e as consequências em termos de cortes de cargas no sistema elétrico, no entorno da SE. Os transformadores mais antigos possuem impedâncias diferentes e conduzem diferentes potências: 158 e 130 MW. Por outro lado, os transformadores mais novos têm a mesma especificação e conduzem a mesma potência, 155 MW.

Tabela 4.6 – Cortes de cargas relacionadas aos estados operativos da SE

N	Estado da SE	Corte de carga [MW]
1	Caso Base	0
2	Um Trafo 345/138 kV de Campos fora	0
3	Barra 1 (3001) de Campos 138 kV fora	6,13
4	Barra 2 (3002) de Campos 138 kV fora	0
5	Barra 1 e Barra 2 fora	438

O estado 1 é o caso base, sem falha, o estado 2 é a SE com um transformador fora, critério N-1. Nesses casos, não são esperados cortes de cargas, como comprovado nas simulações.

O estado 3 tem a barra B1 fora de operação (eventos de falhas que atuam a proteção diferencial de barra ou proteção BF). Nesse caso, a SE opera com dois transformadores e provoca um pequeno corte de carga devido ao processo de minimização do corte de carga balanceado pelas impedâncias remanescentes dos circuitos e de seus limites de capacidades.

No estado 4, a barra B2 é que sofre falha e não provoca cortes (transformador remanescente com menores impedâncias e, portanto, conduz maior fluxo de potência e evita o pequeno corte de carga do caso anterior).

As simulações de saídas de barras revelam que há certa sensibilidade à existência de cortes e que, ao evoluir os fluxos de potência ao longo do tempo, em horizontes mais distantes, devem-se esperar maiores montantes de cortes de cargas nos dois eventos.

O estado 5, por sua vez é a situação em que as duas barras se encontram fora de operação devido a reparos e/ ou manutenção programada. Nesse caso, todos os ramos da SE Campos 138 kV são desconectados e ocorre perda de conexão com as SEs UTEC e Mombaça, o que gera cortes de cargas por desconexão. A carga da SE Cachoeira do Itapemirim é atendida, nessa emergência, pela SE Vitória; e a carga da SE Iri é atendida pelo sistema 138 kV oriundo da SE Lagos. Nesse horizonte do sistema, os limites dos circuitos permitem esse atendimento, sem cortes de cargas. Assim, os cortes associados a esses estados são relativos às perdas das cargas das barras de UTEC e Mombaça.

Os estados que interessam para avaliar a confiabilidade são aqueles relacionados à ocorrência de falhas, isto é, estados 3, 4 e 5. Com isso para os cálculos das indisponibilidades desses estados, é necessária a fixação de uma base de dados, como mostrado na Tabela 4.7. Esses números se referem às taxas de falhas, tempos de manobra, tempos de reparos dos principais equipamentos do pátio de manobras da subestação [ONS15].

Tabela 4.7 – Base de dados para estudo de confiabilidade

Componente	λ [falhas/ano]	r_s [horas]	r [horas]	λ'' [vezes/ano]	r'' [horas]
Disjuntor	0,0034	1,0	15,0	-	-
Chave	0,0030	2,0	25,0	-	-
Barra	0,0559	2,0	20,0	0,20	8,0
MTS ¹	0,0025	4,0 ²	12,0 ³	-	-

¹ Módulo em SF₆ contendo disjuntor e três chaves para a solução híbrida.

² No tempo de manobra está incluso o tempo para desconexão do módulo.

³ O tempo de reparo se refere ao tempo de substituição por um módulo reserva local.

Na tabela 4.7, um comentário se faz necessário: o módulo MTS, composto de um disjuntor e três chaves, isolado à SF₆, é tratado como um equipamento único. Se ocorrer falha, ele deverá ser desconectado e substituído pelo módulo reserva local

disponível. Neste caso, o tempo de manobra deve incluir um tempo necessário para a sua desconexão, e o tempo de reparo é, de fato, o tempo médio necessário à sua substituição. Nesses termos, considerando que a configuração MTS não possui *bypass* para os disjuntores, e que podem ocorrer falhas que necessitam deslocar o módulo para reparo na fábrica e que seu retorno pode demorar meses, a solução híbrida deve contar com dois módulos reservas no almoxarifado local, fato esse que deve ser considerado no custo do investimento da solução.

A Tabela 4.8 mostra os resultados de simulação dos eventos críticos na SE e suas respectivas indisponibilidades para o caso da solução isolada em ar - AIS. Para uma melhor percepção, deve-se ter em mente a configuração da Figura 4.10, já apresentada, porém sem considerar os *bays* de compensação (bancos de capacitores), que foram desligados.

Tabela 4.8 – Indisponibilidades de falhas dos eventos críticos na SE para AIS

N	Evento	Condição	λ [f/a]	r_s ou r [h]	u [h/a]
1	Falha na barra B1 (ou B2)	CS/PF	0,0559	2,0	0,1118
2	Falha em chaves ligadas à barra	CS/PF	0,0210	2,0	0,0420
3	Falha em disjuntores	CS/PF	0,0204	1,0	0,0204
Total dos eventos CS que desligam uma das barras			0,0973	1,79	0,1742
4	Falha disjuntor de interligação	CS/PF	0,0034	1,0	0,0034
Total dos eventos CS que desligam as duas barras			0,0034	1,0	0,0034
5	Barra fora devido a reparos	CS/PM	0,0769	21,36	1,6430
6	Barra fora devido a manutenção	CD/PM	0,20	8,0	1,60
7	Barras B1 e B2 em reparo	CD/PM	$2,88 \times 10^{-5}$	10,68	$3,08 \times 10^{-4}$
Total dos eventos CD com reparos nas duas barras			$2,88 \times 10^{-5}$	10,68	$3,08 \times 10^{-4}$
8	B1 em manutenção e B2 em reparo, e vice-versa	CD/PM	$5,15 \times 10^{-5}$	5,82	$3,00 \times 10^{-4}$
Total dos eventos CD c/ manutenção e reparo nas barras			$5,15 \times 10^{-5}$	5,82	$3,00 \times 10^{-4}$

Na tabela 4.8 estão definidos os eventos e a condição do evento: CS/PF, que é a simulação de contingências simples na condição pós-falha (imediatamente após a atuação da proteção e abertura de disjuntores), o equivalente série, dos eventos, representado pela sua frequência de falha, tempo médio e indisponibilidade. Já, o evento CS/PM, que é contingência simples na condição de pós-manobra (após a

execução de chaveamentos na subestação) - simulação 5, e a simulação 6 (indisponibilidade devido à manutenção programada da barra) foram utilizadas para o cálculo das contingências duplas - CD, representadas nas simulações 7 e 8 da tabela, cujos resultados se referem ao equivalente paralelo.

Então, os eventos 1, 2 e 3 são contingências simples (CS) que retiram uma das barras da subestação na condição pós-falha (PF), quando a proteção atua. A indisponibilidade total esperada é de 0,1742 horas/ ano. Já o evento 4 é a falha no disjuntor de interligação de barras que exige a atuação da proteção diferencial das duas barras, na condição CS/PF, cuja indisponibilidade esperada é de 0,0034 hora/ ano.

Ainda, o evento 7 representa as contingências duplas (CD) na condição pós-manobra (PM), com a indisponibilidade esperada é de $3,08 \times 10^{-4}$ horas/ ano, quando se trata de reparos. Já, com respeito à combinação de manutenção programada e reparo, evento 8, a indisponibilidade esperada é de $3,00 \times 10^{-4}$ horas/ ano. As contingências duplas são eventos de menores indisponibilidades, mas, quando ocorrem, são as mais catastróficas para o sistema elétrico.

A Tabela 4.9 mostra o cálculo do indicador EENS para a solução isolada em ar – AIS. Como o indicador é um somatório do produto entre a indisponibilidade e o montante de corte de carga para os estados críticos da SE, o resultado é um balanço entre eventos mais prováveis e menores valores de cortes e circunstâncias menos prováveis e maiores cortes de cargas.

Tabela 4.9 – Obtenção do indicador de confiabilidade EENS para a solução AIS

Evento	Condição	u [h/a]	cc [MW]	EENS [MWh/a]
Falha barra B1	PF	0,1742	6,13	1,0678
Falha barra B2	PF	0,1742	0	0
Falha disjuntor interligação de barra	PF	0,0034	438	1,4892
B1 e B2 desligadas (reparo/reparo)	PM	$3,08 \times 10^{-4}$	438	0,1349
B1 e B2 desligadas (manut./reparo)	PM	$3,00 \times 10^{-4}$	438	0,1314
Total				2,8236

É importante notar aqui que há uma combinação entre a instalação (pátio de manobra) representada pelas indisponibilidades e a condição operativa do sistema (representado pelos cortes de cargas), sendo o resultado uma indicação de quão robusto é esse nó do sistema elétrico para as condições predefinidas.

De forma semelhante, a Tabela 4.10 apresenta as simulações com a obtenção das indisponibilidades para os eventos na subestação para a solução compacta - MTS.

Tabela 4.10 – Indisponibilidades de falhas dos eventos críticos na SE para MTS

N	Evento	Condição	λ [f/a]	r_s ou r [h]	u [h/a]
1	Falha na barra B1 (ou B2)	CS/PF	0,0559	2,0	0,1118
2	Falha no módulo híbrido ligados à barra	CS/PF	0,0150	4,0	0,0600
Total dos eventos CS que desliga uma das barras			0,0709	2,42	0,1718
3	Falha no módulo híbrido de interligação	CS/PF	0,0025	4,0	0,0100
Total dos eventos CS que desliga as duas barras			0,0025	4,0	0,0100
4	Barra fora devido a reparos	CS/PM	0,0509	20,0	1,0180
5	Barra fora devido a manutenção	-/PM	0,20	8,0	1,60
6	Barras B1 e B2 em reparo	CD/PM	$1,43 \times 10^{-5}$	10,0	$1,43 \times 10^{-4}$
Total dos eventos CD com reparos nas duas barras			$1,43 \times 10^{-5}$	10,0	$1,43 \times 10^{-4}$
7	B1 em manutenção e B2 em reparo e vice-versa	CD/PM	$3,57 \times 10^{-5}$	5,71	$2,04 \times 10^{-4}$
Total dos eventos CD c/ manutenção e reparo nas barras			$3,57 \times 10^{-5}$	5,71	$2,04 \times 10^{-4}$

Os resultados são da mesma ordem de grandeza para as indisponibilidades. A principal diferença nessa tecnologia é que, se ocorrer falha no módulo, ele deve ser desconectado das duas barras (uma em operação e outra desligada), implicando um tempo maior do que o de manobra simplesmente. Assim, o evento 3 tem um peso um pouco maior no indicador em relação à solução AIS.

A tabela 4.11 apresenta o cálculo do indicador EENS. O resultado é um valor de expectativa de energia não suprida mais elevado quando se compara de modo absoluto com a solução AIS. Não necessariamente esta diferença é representativa para uma tomada de decisão sob o ponto de vista da confiabilidade oferecida por uma ou outra solução, dado que os dois valores são baixos quando se agrega um custo aos montantes de energia interrompida.

Tabela 4.11 – Obtenção do indicador de confiabilidade EENS para a solução MTS

Evento	Condição	u [h/a]	cc [MW]	EENS [MWh/a]
Falha na barra B1	PF	0,1718	6,13	1,0531
Falha na barra B2	PF	0,1718	0	0
Falha no módulo híbrido interligação barra	PF	0,0100	438	4,3800
B1 e B2 desligadas (reparo/reparo)	PM	$1,43 \times 10^{-4}$	438	0,0626
B1 e B2 desligadas (manutenção./reparo)	PM	$2,04 \times 10^{-4}$	438	0,0894
Total				5,5851

A tabela 4.12 mostra a comparação entre os dois indicadores, associados a um custo de interrupção de 10.000,00 R\$/MWh interrompido (equivalente à 2.000,00 US\$/MWh), valor típico adotado para traduzir a confiabilidade em custo. Em [RB02] encontram-se custos internacionais. Uma análise mais realista deveria verificar a proporção das cargas atendidas entre residencial, comercial e industrial que afetam o custo médio das interrupções, e também a localização da subestação.

Tabela 4.12 – Estimativa de custo da confiabilidade para duas soluções tecnológicas

Solução	EENS [MWh/a]	Custo [R\$/a]
AIS	2,8236	28.236,00
MTS	5,5851	55.851,00

O indicador revela a adequação da configuração de barra do pátio de 138 kV da SE Campos. Infere o grau de redundância que existe à disposição do sistema elétrico. Assim, ambas as soluções apresentam alta confiabilidade para o atendimento às cargas, já que os custos de interrupções esperados por ano para as duas soluções são próximos e de valores baixos, o que não justifica investimentos de reforços no pátio com vistas a reduzi-los.

O tempo mais elevado para desconexão dos módulos, em caso de defeito e remoção, na solução MTS em especial no módulo de interligação de barras foi determinante no valor do ENNS calculado em comparação com a tecnologia AIS.

A adoção de uma ou outra solução não dependeria da confiabilidade, mas, sim, dos investimentos nos equipamentos e infraestrutura do pátio da subestação, já que a

solução compacta MTS pode reduzir a necessidade de área em cerca de 50%. Dessa maneira, o custo unitário do terreno, bem como os gastos, associados à desapropriação, seria decisivo para a escolha da alternativa.

Assim, sob a ótica de confiabilidade, ambas as soluções podem ser consideradas como adequadas e seguras, já que não oferecem riscos à estabilidade transitória do sistema elétrico para o horizonte de médio prazo.

E, nesse caso como os indicadores são vinculados ao porte da subestação (números de *bays* conectados às barras) e à condição operativa do sistema elétrico (fluxo de potência na SE), não se pode garantir que no futuro a configuração de barra ofereça o mesmo grau de confiabilidade aqui obtido.

A título de estimativa de ordem de grandeza, supondo que o sistema elétrico não sofra grandes alterações na rede de 138 kV, verificando ainda que, no longo prazo, o fluxo de potência que flui nos transformadores da SE Campos pode chegar até 810 MW ($3 \times 225 \times 1,2$), sem violar o critério N-1, entende-se que o fluxo de potência que flui pelo pátio de 138 kV pode sofrer um acréscimo de 212 MW em relação ao fluxo de 598 MW do caso base do estudo.

Sendo assim, como visto nas simulações, a saída de uma das barras se encontra no limiar de corte/ não corte de carga. Este fato sugere que à medida que a demanda evoluir ao longo dos anos, os cortes de carga podem se elevar a patamares mais elevados. Também, o crescimento do pátio (mais conexões de linhas de transmissão) tende a elevar as indisponibilidades. Assim, é de se esperar elevação na EENS no futuro quando comparada com o horizonte estudado, elevando a importância sistêmica deste pátio de 138 kV.

Assim, pensando no futuro, seria o caso de se avaliar, na fase de projeto, facilidades para reforços futuros na SE pois, a configuração final do pátio comportará a instalação de até 22 *bays*.

Seria conveniente, então, que, sob esse prisma fosse provido espaço no arranjo físico, na fase de implantação do projeto, para que no futuro a configuração da SE pudesse ter a sua confiabilidade elevada, como a solução mostrada na figura 4.35.

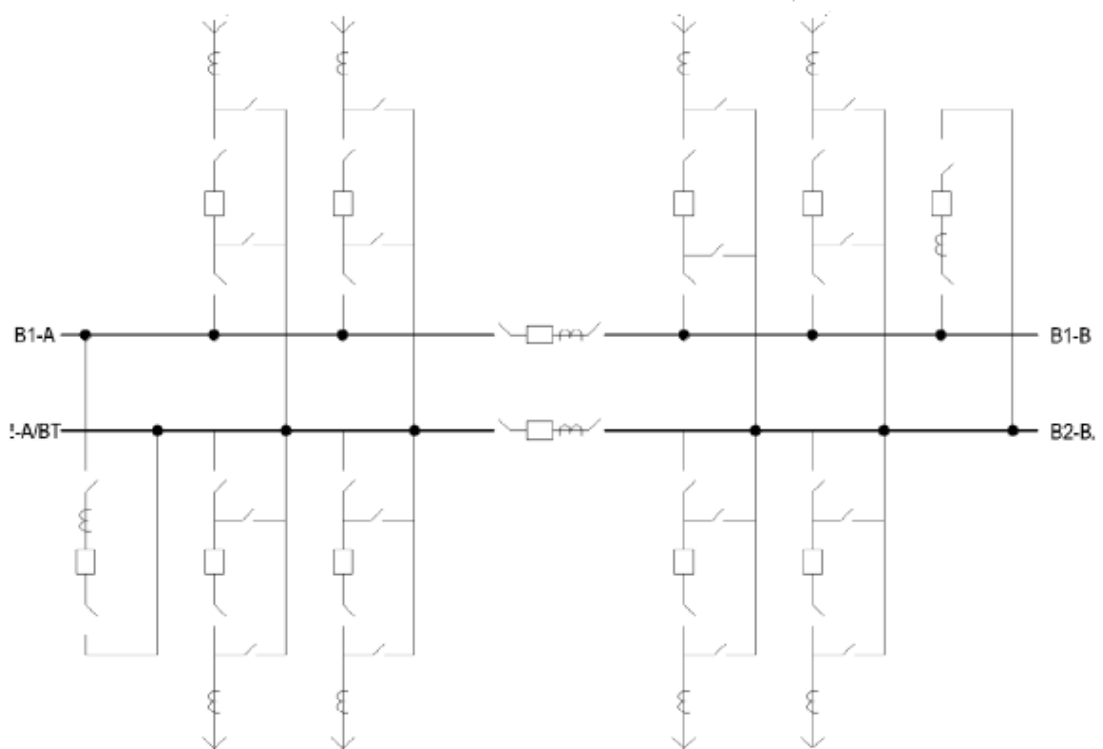


Figura 4.35 – Configuração em barra dupla seccionada com disjuntor simples e quatro chaves

No caso, a configuração opera com quatro seções de barras interligadas, estabelecendo quatro zonas de proteção (uma para cada seção) para reduzir, com isso, a probabilidade de ocorrência de eventos envolvendo dois transformadores, já que eles poderiam operar conectados em seções diferentes.

Em resumo, para a operação no médio prazo (caso base do estudo) a confiabilidade é elevada e a configuração é adequada independentemente da tecnologia adotada. No entanto para o longo prazo seria o caso de se deixar espaço para a instalação de módulos para seccionamento das barras e outras facilidades necessárias na área de controle e proteção, de modo a elevar a sua confiabilidade.

Capítulo 5 - Conclusão

5.1 Conclusões

O objetivo principal deste trabalho foi traçar uma diretriz sobre recapacitação e modernização de subestações, de modo a facilitar e agilizar a avaliação por parte das equipes técnicas. As experiências do exterior documentadas na bibliografia consultada serviram de base para a elaboração do trabalho e possibilitaram reunir os diversos aspectos técnicos e econômicos a serem analisados em um roteiro. Também, a legislação do setor elétrico que rege as principais definições das subestações foi consultada e faz parte do roteiro a ser seguido.

A realização deste tipo de trabalho requer abordagem ampla, o que exige a interação com diversas especialidades dentro da área da engenharia. Fato esse que demanda dentro das empresas transmissoras e projetistas a formação de uma equipe multidisciplinar para avaliar os cenários e as possibilidades para uma determinada instalação.

No mundo, diversas iniciativas de compactação de subestações foram evidenciadas, motivadas principalmente pela obsolescência e/ ou superação de equipamentos e instalações existentes. A falta de área para a construção de novas instalações e/ ou ampliação do sistema existente também foi um motivador ao desenvolvimento tecnológico de compactação. Diversos artigos, livros e brochuras do CIGRÉ consultados relataram este fato, e por isso, na avaliação, o tema da compactação estará, na maioria das vezes, em evidência.

Além dos equipamentos principais dos pátios de manobras, outro ponto que requer especial atenção é quanto à modernização dos equipamentos eletrônicos, tais como *IED's (dispositivos eletrônicos inteligentes)*, *UAC's (unidades de aquisição e controle)*, além dos relés. O tempo de vida útil regulatória destes dispositivos é 50% menor em relação aos equipamentos principais. Isso ocorre devido a vida útil do equipamento em si, a descontinuidade do produto e a falta de peças para reposição. Desta forma, os dispositivos de controle e proteção e seus periféricos devem ser objetos de cuidadosa análise.

No exemplo utilizado como caso teste desta dissertação havia uma particularidade: já existia um ato regulatório para o pátio de manobras em 138 kV a ser modernizado. Ou seja, já havia sido pactuado com o órgão regulador – ONS a solução a ser adotada. No caso, a solução foi a aquisição de terreno contíguo ao pátio existente e a adoção de configuração do tipo barra dupla com disjuntor simples com quatro chaves isolada em ar – AIS.

O teste realizado consistiu em se avaliar a segurança operativa do novo pátio manobras em relação à estabilidade transitória do sistema elétrico, e também, verificar se haveria diferença substancial na confiabilidade se tivesse sido adotada uma solução compacta do tipo MTS.

As principais constatações foram:

- No horizonte de médio prazo analisado não há risco à segurança operativa do sistema elétrico na ocorrência de eventos críticos no pátio de 138 kV;
- A confiabilidade oferecida pela solução AIS e pela MTS é similar, não sendo motivo para a escolha de uma ou de outra. Somente se o custo do terreno fosse substancialmente elevado é que a solução MTS poderia se viabilizar, e não foi este o caso;
- Ainda, devido ao porte final previsto para o pátio que, praticamente, dobra o número de *bays*, seria razoável prever espaços e facilidades para a adoção de reforços no futuro, pois desempenho de médio prazo não é garantia para desempenho no longo prazo, dado que a conectividade do pátio 138 kV aumentará significativamente;
- Embora não tenha sido totalmente explorado, devido à particularidade do caso teste avaliado, o roteiro é abrangente o suficiente para analisar situações mais complexas.

5.2 Sugestões para trabalhos futuros

A esse trabalho, pode ser dada continuidade com a aplicação e a complementação total de metodologia em um caso real envolvendo subestação de extra-alta tensão, que esteja devidamente documentada em relação ao seu projeto original, da fase de

sua implantação, dado que este pode ser um entrave para uma reavaliação de projeto. Ainda, um dos aspectos importantes que podem inviabilizar uma eventual alternativa diz respeito à fase de transição (instalações provisórias) entre o pátio antigo e o novo ou modernizado. Assim, a aplicação poderia envolver a fase de estudos de alternativas, projeto, transição entre pátios e comissionamento, documentando, com isso, uma experiência mais ampla sobre o tema.

Isso, levando em consideração que o estudo seja feito antes de qualquer Ato Autorizativo, fato esse que foi o maior motivador de adoção de uma solução convencional, para o caso estudado, visto que o cronograma já tinha sido apresentado, e o trâmite burocrático para a remuneração (contrato) já tinha sido também definido.

Referências

- [CG13] CIGRÈ, SB B3 – 532: “The Substation Uprating and Upgrading”. *April 2013*.
- [AS12] Sampaio, A. L. P. “Consolidação de Material Didático para a Disciplina de Equipamentos Elétricos – Disjuntores”. 2012. Trabalho de Conclusão de Curso. Escola Politécnica da UFRJ, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2012.
- [GP05] Peixoto, Gilton R. “Gestão e Planejamento Energético – Compactação de Subestações”. ABINEE TEC, 2005.
- [FN15] Fraga, F. N.; da Costa, L. R. V. J.; Simões, P.R.P.; Montenegro, S.G. “Uprating e Upgrading de Subestações: Apresentação dos Conceitos Básicos do Working Group B3.23 e Aplicação de um Estudo de Caso na CHESF”. XXIII SNPTEE, Foz do Iguaçu, PR, 2015.
- [AA13] Arcon, A. “Implementação de subestações abrigadas em zonas urbanas com tecnologia GIS e MTS”. Seminário subestações urbanas, Recife 2013.
- [ONS16] ONS, Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos – Submódulo 2.3, Brasil 2016.
- [AC13] Assis, S. C.; Costa, P. R. F. C.; Carvalho, E. N.; Oliveira, A. M.; Raposo, E. M.; Aguilari, G. S.; Oliveira, L. R.; “A Experiência da CEMIG na aplicação de subestações compactas Urbanas de 138kV”. Recife, 2013.
- [JB13] Bonassi, J.; Kazuo, E. “Subestações Móveis”, Seminário subestações urbanas Recife 2013.
- [AR13] Rotta; A; Tangerino, F; Cruz, G. “Compactação de Subestações”, Seminário subestações urbanas Recife, 2013.
- [IC08] IEC 62271-205. “High-Voltage Switchgear And Controlgear - Part 205: Compact Switchgear Assemblies For Rated Voltages Above 52 KV”. 2008.

[IC12] IEC 62271-203, “High-voltage switchgear and controlgear Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV”. 2012.

[ML15] Lacorte, M. “Solução Inovadora Proporcionando Aumento de Disponibilidade e Compactação de Subestações de Alta Tensão”. XXIII SNPTEE, Foz do Iguaçu, PR, 2015.

[CX15] Xavier, C. S. D. S.; Castro, U. E.; Silva, A. F. B. “Introdução no SIN da Subestação Maceió II: Aspectos de uma Nova Subestação Híbrida em Zona rural com características Urbanas”. XXIII SNPTEE, Foz do Iguaçu, 2015.

[SP14] Peng, S.; Yong, C.; Zhiqian, B; Tianshu, B.; “A new generation of highly integrated smart substation”, Bienal CIGRÈ Paris, 2014.

[MK14] Kovalenko, M.; “Renovation and up-rating of Substations applying new technologies of equipment of High Voltage obtaining greater availability of electric power and compaction of the dimensions of the Substations”. Bienal CIGRÈ Paris, 2014

[KK14] Kawakita, K.; Yajima, K.; Matsushita, Y.; “Optimized replacement strategy of substations equipment considering risk management” Bienal CIGRÈ Paris, 2014.

[BW14] WALL, B.; DUFF, P. “Substation renovations & refurbishments; a comparison of full station redevelopment versus partial station upgrades”, Bienal CIGRÈ Paris, 2014.

[PD14] DRAGOSLAV P.; MILADIN T.; NEBOJŠA P. “Reliability of HV/MV substations with air-isolated and gas-insulated switchgear” Bienal CIGRÈ Paris, 2014.

[ML14] Lee, M.; Lee, Y.; Choi, I. “Design Experience of Substation Upgrade Project in Qatar”. Paris, Bienal CIGRÈ 2014.

[AM17] Monteiro, A. M. “Análise de superação de Instalações de Alta Tensão com Aplicação no Sistema Interligado Nacional”. XXIV SNPTEE, Curitiba, 2017.

[CD09] Cigré, SB B3 – 390: Evaluation of Different Switchgear Technologies for Rated Voltages of 52 kV and above. August 2009.

- [GBE19] Cigrè, Switching Equipment. GREEN BOOK, 2019.
- [GBS19] Cigrè, Substations. GREEN BOOK, 2019.
- [AG19] Muller, A G M.; “Gerenciamento de escopo em projetos de uprating e upgrading de subestações de 138kV”. Trabalho final de MBA - FGV ,Rio de Janeiro, 2019.
- [SF13] Frontin, S. “Equipamentos de alta tensão – prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas”. P\$D ANEEL, Brasília, 2013.
- [RS18] Silva, R. F. “Análise de Metodologia de Cálculo de Esforços Estáticos e Dinâmicos para Dimensionamento de Estruturas de Subestações Isoladas a Ar com Barramentos Flexíveis”. Dissertação de Mestrado – UNIFEI, Itajubá, 2018.
- [AV14] Violin, A. “Avaliação da Confiabilidade de Subestações baseada nos desempenhos Estático e Dinâmico de Sistemas Elétricos de Potência”. Tese de Doutorado – UNIFEI, Itajubá, 2014.
- [ANL15] ANEEL. Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. Brasília 2015.
- [IC11] IEC 60865-1: “Short-circuit currents - Calculation of effects - Part1 - Definitions and calculation methods”. 3 ed. Genebra, 2011.
- [AV19] Violin, A.; De Carvalho, J. G.; Machado Jr, Z. S.; Da Silva, J. B.; Prado, E. R.; “Avaliação de confiabilidade de subestações com base no desempenho estático do sistema considerando a redução da rede”. XXV – SNPTEE, Belo Horizonte, 2019.
- [BA96] Billinton, R.; Allan, R. N. “Reliability Evaluation of Power Systems”. 2nd Edition, New York, Plenum Press, 1996.
- [PMI08] PMI. Guia do Conjunto de Conhecimentos em Gerenciamento de Projetos, PMBOK Guide. Newton Square, Pennsylvania, USA, 2008.
- [ONS15] - Base de Dados para Avaliação de Confiabilidade em Subestações – Contrato ONS - GAT-CT-134/14, Documento final de 30/05/2015.
- [RB02] – Brown, R. E.; “ Electric Power Distribution Reliability”, Marcel Dekker Ed, New York 2002.