

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO
JOÃO DEL-REI PRÓ-REITORIA DE
PESQUISA**



**CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO
TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS
DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-
GRADUAÇÃO**



PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGELE

Fernando Sebastião da Silva

**MÉTODO PARA AVALIAR A CONFIABILIDADE
ESTRUTURAL DE SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO DE
ENERGIA INTEGRADOS À DISTRIBUIÇÃO**

Belo Horizonte, Agosto de 2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO
JOÃO DEL-REI PRÓ-REITORIA DE
PESQUISA



CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO
TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS
DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-
GRADUAÇÃO



PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGELE

Fernando Sebastião da Silva

MÉTODO PARA AVALIAR A CONFIABILIDADE ESTRUTURAL DE SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO DE ENERGIA INTEGRADOS À DISTRIBUIÇÃO

Texto da Dissertação de Mestrado submetido à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção de título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Gonzaga da Silveira

Coorientador: Prof. Dr. Luiz Carlos do Nascimento

Belo Horizonte, Agosto de 2017.

FOLHA DE APROVAÇÃO
FERNANDO SEBASTIÃO DA SILVA

**“MÉTODO PARA AVALIAR A CONFIABILIDADE ESTRUTURAL
DE SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO DE ENERGIA
INTEGRADOS À DISTRIBUIÇÃO”**

Texto da Dissertação de Mestrado submetido à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção de título de Mestre em Engenharia Elétrica.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Eduardo Gonzaga da Silveira
PPGEL / CEFET-MG – Orientador

Prof. Dr. Luiz Carlos do Nascimento
PPGEL / UFSJ – Coorientador

Prof. Dr. Luiz Antônio da Fonseca Manso
UFSJ

Dr. Cleber Esteves Sacramento
CEMIG

AGRADECIMENTOS

Agraceço a Deus pelo dom da vida.

Aos meus pais pela fé, honestidade e trabalho.

Ao meu filho Bernardo pelo amor incondicional.

Aos professores Eduardo Gonzaga da Silveira e Luiz Carlos do Nascimento pela valiosa orientação no desenvolvimento desta dissertação.

Aos meus amigos e familiares que sempre estão presentes nos momentos mais importantes da minha vida.

Aos professores do programa de pós-graduação do Cefet pela atenção e profissionalismo dedicados durante todo o mestrado.

Aos colegas da Cemig, em especial ao Philipe Cesar, Felipe Mendonça e Marcos Vinícius, pelo apoio e palavras de incentivo.

Aos colegas do Cefet, em especial ao Ademir Paulino e ao Mateus Andrade, pela parceria durante as execuções das disciplinas e trabalhos, muito destes realizados a noite nas bibliotecas, e algumas vezes esgotando o horário de funcionamento das mesmas.

Agradeço a todos que de alguma forma contribuíram para essa conquista.

“Se vi mais longe é por estar de pé sobre ombros de gigantes.”

Isaac Newton

RESUMO

Esta dissertação propõe e aplica um método para estimar a confiabilidade estrutural dos sistemas de subtransmissão de energia elétrica, também denominados sistemas de distribuição de alta tensão (SDAT). Este método avalia a confiabilidade não somente pelos registros históricos de desempenho do sistema, que são influenciados por variáveis como o clima e quantidade de intervenções programadas, mas principalmente pelas suas características estruturais. Os caminhos mínimos e os conjuntos mínimos de corte do sistema são determinados. Os dados são tratados, sendo avaliadas as durações totais de interrupções para cortes de 1ª e 2ª ordem, no período de um ano. São consideradas as taxas de falha das linhas e transformadores, estratificadas de acordo com o material construtivo das torres e nível de tensão destes equipamentos. Também são usados os tempos médios de manobra e reparo, bem como a capacidade de transferência de carga via rede de distribuição não afetada por um evento de falha. Um sistema teste IEEE – RBTS Barra 4 e um sistema de subtransmissão SDAT 18 barras são avaliados em duas etapas. Inicialmente, a metodologia proposta é validada através da comparação dos resultados dos índices de confiabilidade obtidos pela aplicação do método sobre o sistema teste. Em seguida, a confiabilidade do SDAT 18 barras é estimada levando em consideração as suas características estruturais e os recursos disponíveis para transferências de cargas. Após as simulações, um ranking de confiabilidade das estruturas que compõem este sistema é estabelecido, tendo como principal índice o DEC Estrutural. Para as estruturas que estão acima da meta estabelecida, são propostas obras de melhoria e mais uma vez o sistema é avaliado, sendo incluídas no portfólio de obras somente as alternativas que conciliarem o atendimento à meta regulatória com um menor custo global. Neste contexto, a metodologia proposta supera os métodos convencionais de planejamento, tendo em vista que, para se avaliar topologias planejadas, não é mais possível utilizar somente dados históricos de desempenho, pois é necessário estimar a confiabilidade futura.

Palavras-chave: Confiabilidade da Subtransmissão. Conjuntos Mínimos de Corte. DEC Estrutural. Transferência de Carga via Rede de Distribuição.

ABSTRACT

This dissertation proposes and applies a method to estimate the structural reliability of electric energy subtransmission systems, also known as high voltage distribution systems (HVDS). This method evaluates reliability not only by the historical records of system performance, which are influenced by variables such as the climate and quantity of programmed interventions, but mainly by its structural characteristics. The minimal paths and minimal cut-sets of the system are determined. The data are processed, and the total durations of interruptions for 1st and 2nd order cuts in a one year period are evaluated. The failure rates of the lines and transformers are considered stratified according to the constructive material of the towers and the voltage level of these equipments. Also the average maneuver and repair times are used, as well as the load transfer capacity by the distribution network not affected by a failure event. An IEEE-RBTS Bus 4 test system and an HVDS 18 busbar subtransmission system are evaluated in two steps. Initially, the proposed methodology is validated by comparing the results of the reliability indexes obtained by the application of the method on the test system. Then, the reliability of the HVDS 18 busbar is estimated taking into account its structural characteristics and the available resources for load transfers. After the simulations, a reliability ranking of the structures that make up this system is established, having as its main index the structural DEC. For structures that are above the established goal, improvement works are proposed and once again the system is evaluated, being included in the portfolio of works only the alternatives that reconcile the service to the regulatory goal with a lower overall cost. In this context, the proposed methodology surpasses the conventional methods of planning, considering that, in order to evaluate planned topologies, it is no longer possible to use only historical performance data, since it is necessary to estimate the future reliability.

Keywords: Reliability of Subtransmission. Minimal Cut-sets. Structural DEC. Load Transfer by Distribution Network.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Evolução das Resoluções da ANEEL – Fonte: Próprio autor	1
Figura 2 Níveis Hierárquicos do Sistema Elétrico de Potência. Fonte: Próprio autor.....	2
Figura 3 Curvas Custo Anual x Confiabilidade do Sistema. Fonte [BA96]	4
Figura 4 Modelo de Markov – 1 Componente 2 Estados – Fonte: [B00].....	16
Figura 5 Modelo de Markov – 2 Componentes 2 Estados – Fonte: [B00].....	17
Figura 6 Exemplo de Representação do SEP – Fonte: Próprio autor.....	18
Figura 7 Rede de Confiabilidade – Fonte: Próprio autor.....	19
Figura 8 Combinação Estocástica Série – Fonte: Próprio autor	19
Figura 9 Combinação Estocástica Paralela – Fonte: Próprio autor	19
Figura 10 Rede Equivalente de Confiabilidade – Fonte: Próprio autor	22
Figura 11 Fluxograma de Desenvolvimento da Metodologia Proposta – Fonte: Próprio autor	25
Figura 12 Modelagem a Dois e Três estados. Fonte: [G02]	28
Figura 13 Taxas de Falha para os Níveis Hierárquicos – Fonte: Próprio autor.....	29
Figura 14 SDAT malhado – IEEE RBTS Barra 4 [BGG91].....	31
Figura 15 Características das Torres de Linhas de Subtransmissão.....	32
Figura 16 Derivação de Linha através de Tap Seco e Disjuntor - Fonte: Próprio autor.....	32
Figura 17 Representação Transferência de Carga Via SDMT – Fonte: Próprio autor ..	37
Figura 18 Exemplo de Arquivo de Texto .pwf ANAREDE®CEPEL.....	39
Figura 19 Exemplo de Circuito para Determinação dos Caminhos Mínimos	40
Figura 20 Exemplo de Grafo para Visualização dos Caminhos Mínimos	40
Figura 21 Representação em Árvore de um Sistema Radial. Fonte: [SPSVSI16]	45
Figura 22 Topologia Radial e Dois Trafos em Paralelo. Fonte: [SPSVSI16].....	47
Figura 23 Topologias de Conexões de Transformadores. Fonte: [SPSVSI16]	48
Figura 24 Desempenho do DEC e FEC Cemig de 2006 a 2015 – Fonte: [A17]	52
Figura 25 Sistema de Subtransmissão IEEE – RBTS Barra 4. Fonte: [BGG91]	56
Figura 26 Representação Alimentadores Interligáveis Sistema IEEE – RBTS Barra 4.....	59
Figura 27 SDAT 18 Barras - Existente. Fonte: Próprio autor	62
Figura 28 Diagrama SDAT 18 Barras. Fonte: Próprio Autor	63
Figura 29 Configurações das Subestações do SDAT 18 Barras	64
Figura 30 Alternativa 01 – Diagrama de Construção da LD 10 138 kV.....	68
Figura 31 Alternativa 02 – Diagrama da Construção da SE 11 69-13,8 kV	71
Figura 32 Alternativa 03 – Diagrama da Construção da SE 11 138 -13,8 kV	73
Figura 33 Alternativa 04 - Diagrama da Construção da SE 07 e SE 08 138-13,8 kV..	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Lista dos Caminhos Mínimos para a Carga da Figura 6	20
Tabela 2 – Matriz com a Representação Binária dos Caminhos Mínimos	21
Tabela 3 – Representação dos Conj. de Corte de 1° e 2° Ordem para os Ramos.	21
Tabela 4 - Caminhos Mínimos Barra de Carga 13	41
Tabela 5 - Matriz dos Caminhos Mínimos Barra de Carga 13	41
Tabela 6 - Conjuntos Mínimos de Corte Barra de Carga 13.....	42
Tabela 7 - Caminhos Mínimos – Sistema RBTS Barra 4 – SP1	57
Tabela 8 - Matriz dos Caminhos NF – RBTS Barra 4 – SP1	57
Tabela 9 - Conjuntos Mínimos de Corte – RBTS Barra 4 – SP1	58
Tabela 10 – Resultados IEEE – RBTS 04 – Sem Transferência de Carga via SDMT .	58
Tabela 11 – Percentuais de Transferência Via SDMT – RBTS Barra 4.....	60
Tabela 12 – Resultados IEEE – RBTS 04 – Com Transferência de Carga Via SDMT	60
Tabela 13 – Transferência de Carga entre as Subestações – SDAT 18 Barras.....	64
Tabela 14 – Indicadores do SDAT 18 Barras	65
Tabela 15 - Modos de Falha dos Elementos do SDAT 18 Barras	66
Tabela 16 - Alternativa 01 – Custos para Construção da LD10 138 kV	69
Tabela 17 – Alternativa 01 - Indicadores Devidos à Construção da LD 10 138 kV	69
Tabela 18 – Tabela Cede - Recebe	70
Tabela 19 - Alternativa 02 - Custos para Construção da SE 11 69 -13,8 kV	72
Tabela 20 – Alternativa 02 – LD 10 138 kV + SE 11 + LD 11 138 op.69kV	72
Tabela 21 – Alternativa 03 – Custos para Construção da SE 11 138 – 13,8 kV	74
Tabela 22 - Alternativa 03 – LD 10 138 kV + SE 11 + LD 11 138 kV.....	74
Tabela 23 - Alternativa 04 – Custos para Construção da SE 08 e 09 138-13,8 kV.....	76
Tabela 24 - Alternativa 04 – LD 10 138 kV + SE 7 e SE 8	76
Tabela 25 – Alternativas de Obras – Custo x DEC.....	77
Tabela 26 - Dados Estocásticos dos Alimentadores e Linhas RBTS – Barra 4	92
Tabela 27 - Dados Estocásticos das Chaves e Disjuntores para o RBTS – Barra 4....	93
Tabela 28 - Dados Estocásticos dos Transformadores do RBTS – Barra 4	93
Tabela 29 - Dados Operacionais do Sistema RBTS – Barra 4	94
Tabela 30 - Dados Operacionais das Barras do RBTS – Barra 4.....	95
Tabela 31 - Dados Estocásticos das Linhas e Chaves do SDAT 18 Barras	96
Tabela 32 - Dados Estocásticos dos Transformadores do SDAT 18 Barras.....	96
Tabela 33 - Dados Operacionais das Linhas e Chaves do SDAT 18 Barras	97
Tabela 34 - Dados Operacionais das Barras do SDAT 18 Barras	98

Tabela 35 - Dados Operacionais dos Transformadores do SDAT 18 Barras.....	98
Tabela 36 - Caminhos Mínimos - Sistema RBTS Barra 4 – SP2.....	99
Tabela 37 - Caminhos Mínimos - Sistema RBTS Barra 4 – SP3.....	99
Tabela 38 - Matriz dos Caminhos NF – RBTS Barra 4 – SP2	99
Tabela 39 - Matriz dos Caminhos NF – RBTS Barra 4 – SP3	99
Tabela 40 - Conjuntos Mínimos de Corte – RBTS Barra 4 – SP2	100
Tabela 41 - Conjuntos Mínimos de Corte – RBTS Barra 4 – SP3	101
Tabela 42 - Caminhos Mínimos Barra de Carga 11	102
Tabela 43 - Caminhos Mínimos Barra de Carga 12	102
Tabela 44 - Caminhos Mínimos Barra de Carga 14	102
Tabela 45 - Caminhos Mínimos Barra de Carga 14	102
Tabela 46 - Caminhos Mínimos Barra de Carga 15	103
Tabela 47 - Caminhos Mínimos Barra de Carga 16	103
Tabela 48 - Caminhos Mínimos Barra de Carga 17	103
Tabela 49 - Conjuntos Mínimos de Corte Barra de Carga 11.....	104
Tabela 50 - Conjuntos Mínimos de Corte Barra de Carga 12.....	104
Tabela 51 - Conjuntos Mínimos de Corte Barra de Carga 14.....	104
Tabela 52 - Conjuntos Mínimos de Corte Barra de Carga 15.....	104
Tabela 53 - Conjuntos Mínimos de Corte Barra de Carga 16.....	104
Tabela 54 - Conjuntos Mínimos de Corte Barra de Carga 17	104

LISTAS DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	<i>Availability</i>
AENS	<i>Average Energy not Supplied</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASAI	<i>Average Service Availability Index</i>
ASUI	<i>Average Service Unavailability Index</i>
CAIDI	<i>Customer Average Interruption Duration Index</i>
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CH	Chave
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DJ	Disjuntor
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
EENS	<i>Expected Energy Not Supplied</i>
ENS	<i>Energy not Supplied</i>
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
G&T	Geração e Transmissão
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
LD	Linha de Distribuição
LT	Linha de Transmissão
NA	Chave Normalmente Aberta
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico
Nacional	
Q	<i>Probability of System Failure</i>
R	<i>Probability of System Operation</i>
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SE	Subestação
SED	Sistema Elétrico de Distribuição
TR	Transformador
U	<i>Unavailability</i>

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 Contextualização.....	1
1.2 Relevância do Tema em Investigação.....	3
1.3 Objetivos	5
1.3.1 Geral	5
1.3.2 Específicos.....	5
1.4 Organização da Dissertação.....	6
1.5 Publicações.....	7
 CAPÍTULO 2 – REVISÃO DA LITERATURA.....	 8
2.1 Introdução	8
2.2 Metodologias de Análise de Confiabilidade.....	12
2.2.1 Indicadores de Confiabilidade	13
2.2.2 Métodos de Markov	16
2.2.3 Representação Estocástica do SEP.....	18
2.2.4 Método dos Conjuntos Mínimos Corte	20
2.3 Conclusões.....	23
 CAPÍTULO 3 – APRESENTAÇÃO DA METODOLOGIA.....	 24
3.1 Introdução	24
3.2 Premissas.....	27
3.3 Considerações sobre os Parâmetros Necessários ao Cálculo.....	30
3.3.1 Topologia do SEP em Análise.....	30
3.3.2 Taxas de Falha.....	33
3.3.3 Tempo Médio de Reparo	33
3.3.4 Tempo Médio para Transferência de Carga	34
3.3.5 Quantidade de Consumidores das SEs.....	35
3.3.6 Limites de Desempenho	35
3.3.7 Política de Cortes de Carga	35
3.3.8 Simulação de Fluxo de Potência.....	36
3.3.9 Transferência de Carga entre Transformadores de Potência.....	36
3.3.10 Transferência de Carga via Rede de Média Tensão.....	36
3.4 Análise de Confiabilidade para Sistemas em Anel	38
3.4.1 Determinação dos Caminhos Mínimos.....	39
3.4.2 Determinação dos Conjuntos Mínimos de Corte	41
3.4.3 Índices de Confiabilidade.....	42
3.5 Análise da Confiabilidade para Sistemas Radiais	44
3.5.1 Representação do Sistema em Árvore de Conexões	44
3.5.2 Cômputo do DEC Estrutural.....	46
3.5.3 Algoritmo e Linguagem Computacional.....	50

3.5.4	Definição de Meta para o Indicador DEC	52
3.6	Conclusões.....	54
CAPÍTULO 4 – APLICAÇÃO DO MÉTODO E RESULTADOS		55
4.1	Introdução	55
4.2	Sistema de Teste IEEE – RBTS Barra 4.....	55
4.2.1	Premissas	56
4.2.2	Análise sem Transferência de Carga via SDMT	56
4.2.3	Análise com Transferência de Carga via SDMT	59
4.3	Sistema Característico da Subtransmissão – SDAT 18 Barras.....	61
4.3.1	Premissas	61
4.3.2	Topologia do Sistema de Subtransmissão Existente	61
4.3.3	Indicadores de Continuidade – Sistema Existente.....	65
4.3.4	Planejamento - Análise de alternativas de obras.....	67
4.4	Conclusões.....	78
CAPÍTULO 5 – CONCLUSÃO.....		79
5.1	Conclusão	79
REFERÊNCIAS.....		82
ANEXO A – REVISÃO DOS CONCEITOS DE PROBABILIDADE		89
ANEXO B – DADOS DO SISTEMA IEEE - RBTS BARRA 4		92
ANEXO C – DADOS DO SDAT 18 BARRAS.....		96
ANEXO D – CAMINHOS MÍNIMOS DO RBTS BARRA 4.....		99
ANEXO E – CONJUNTOS MÍNIMOS DE CORTE DO RBTS BARRA 4.....		100
ANEXO F – CAMINHOS MÍNIMOS DO SDAT 18 BARRAS		102
ANEXO G – CONJUNTOS MÍNIMOS DE CORTE DO SDAT 18 BARRAS..		104
ANEXO H – RESULTADOS		105

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Segundo [G02], os sistemas elétricos de potência (SEP) devem suprir suas cargas (residências, comércios, indústrias, escolas, aeroportos, hospitais, etc) dentro dos padrões de qualidade do produto e serviço estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A Figura 1 mostra a evolução do processo regulatório a partir da portaria nº 46 do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAEE) em 1978, à criação da ANEEL em 1997, passando por várias resoluções relacionadas ao monitoramento, penalidades e compensações da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras de energia no Brasil. Com destaque para a resolução Aneel nº 024 de 2000, que foi a primeira a estabelecer disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras, e para a resolução Aneel nº 345 de 2008, que criou os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), composto por dez módulos, sendo os de maior relevância para o desenvolvimento desta dissertação, o módulo 2 [A08], que trata sobre as regras para o Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição, e o módulo 8 [A16], que discorre sobre a Qualidade da Energia Elétrica.

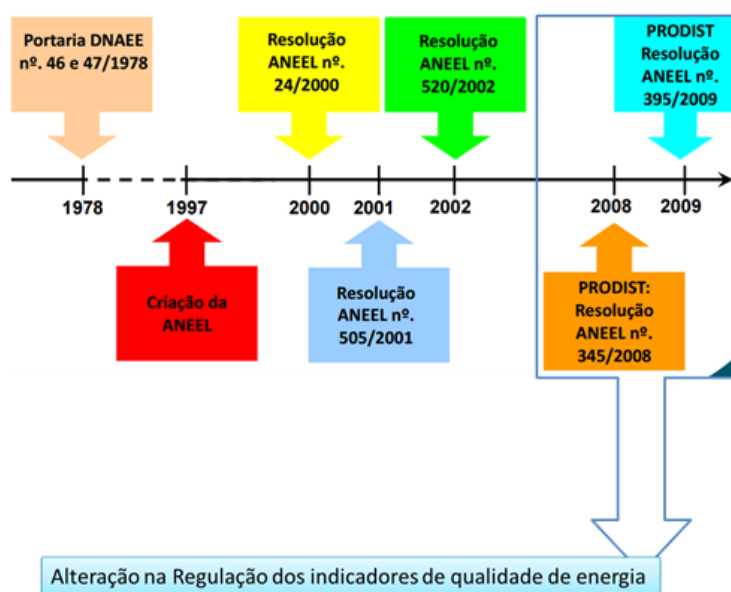


Figura 1 Evolução das Resoluções da ANEEL – Fonte: Próprio autor

De acordo com [BA92, BA96], visando uma melhor organização e visualização, a topologia do SEP é representada conforme Figura 2 em três níveis hierárquicos, sendo, NH1 (sistema de geração), NH2 (geração e transmissão) e NH3 (geração, transmissão e distribuição), contudo, o sistema de distribuição de energia é composto pelo sistema de distribuição de alta tensão (SDAT) e pelo sistema de distribuição de média tensão (SDMT). A subtransmissão, que é a área de análise deste trabalho, opera em alta tensão e integra o sistema de distribuição de energia, logo, é um SDAT.

Conforme [A08] o SDAT opera com tensão entre $69 \leq \text{kV} < 230 \text{ kV}$ e é formado pelo conjunto de linhas de distribuição (LD) e subestações (SE) que conectam as barras da rede básica ao SDMT. Apesar desta definição o sistema didático e teste IEEE – RBTS Barra 4 [BGG91], utilizado nesta dissertação, possui barras do SDAT operando em 33 kV. Os SDATs podem ter sua topologia em anel ou radial, alguns deles com trechos radiais longos, sendo necessária a instalação de autotransformadores, reguladores de tensão em série, e compensação reativa para atender com nível adequado de tensão as cargas situadas em suas extremidades.

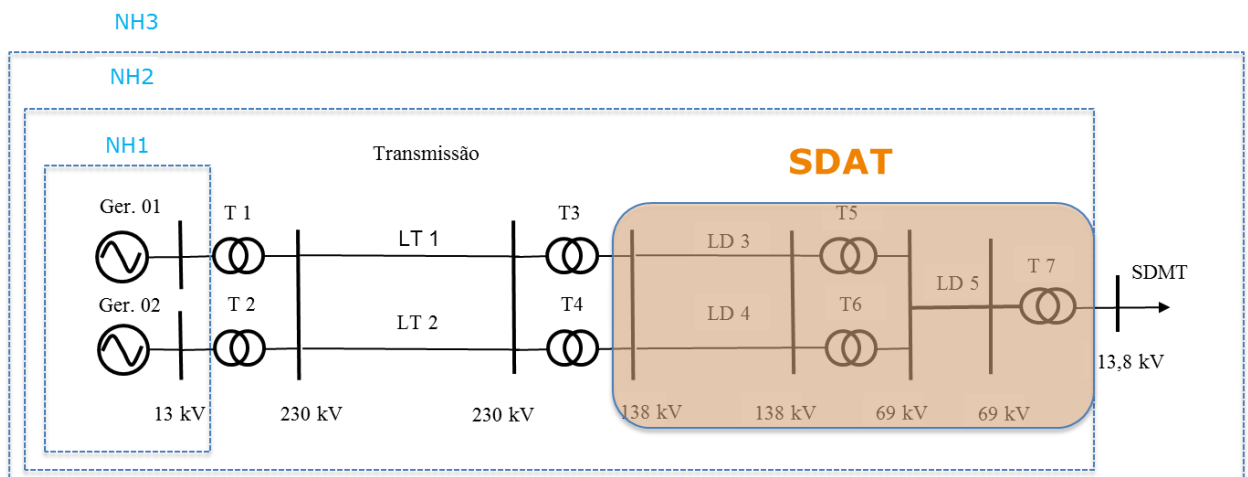


Figura 2 Níveis Hierárquicos do Sistema Elétrico de Potência. Fonte: Próprio autor

Até o ano 2000 o planejamento da expansão e operação das distribuidoras diagnosticava o SEP basicamente pelos critérios de carregamento, perdas e tensão. Desse ano em diante, a ANEEL determinou o acompanhamento dos índices de continuidade, DEC (Duração Equivalente de Interrupção de Energia ao Consumidor), FEC (Frequência equivalente de Interrupção de Energia ao Consumidor), DIC

(Duração Individual da Interrupção de Energia ao Consumidor), FIC (Frequência Individual de Interrupção de Energia ao Consumidor), DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora), e estabeleceu metas e penalidades para as concessionárias de distribuição de energia. Assim, as áreas de planejamento incorporaram em suas análises os históricos de desempenho de seus sistemas, defenindo assim as obras necessárias para a redução de DEC e FEC.

De acordo com [A16] Prodist - Módulo 2, no planejamento da expansão do SDAT devem ser considerados os critérios de segurança, carregamento, tensão, qualidade do serviço e produto, confiabilidade, viabilidade econômica e ambiental.

O Ministério de Minas e Energia, através do Decreto 8.461 de 2 Junho de 2015 [M15], condicionou a manutenção e renovação da concessão para a distribuição de energia elétrica no Brasil, além de outros critérios, ao cumprimento de metas estabelecidas de duração e frequência equivalente de continuidade, DEC e FEC. Além das compensações e penalidades previstas, quando da violação dos limites estabelecidos, o risco de perda da concessão coloca de vez o tema confiabilidade na pauta de discussões das empresas de distribuição de energia, não se restringindo apenas as áreas técnicas, mas também administrativas.

1.2 Relevância do Tema em Investigação

Existem muitas metodologias e programas desenvolvidos para avaliação da confiabilidade na geração e transmissão [B72, B78, BS94, BW91, LCMA02], e outras voltadas para a distribuição com foco na reconfiguração do SDMT [CLSM03, CYHS10, G14, G15, LCBM02, N09, P08]. Como exemplo, pode-se citar o programa NH2®CEPEL que permite avaliar os índices de confiabilidade da geração e transmissão, podendo ser aplicado também ao SDAT. Porém, não é comum encontrar ferramentas que possibilitem a avaliação simplificada, e, portanto, mais ágil, da confiabilidade do SDAT, conforme a metodologia proposta nesta dissertação. Que considere um aspecto fundamental para a análise de confiabilidade, que é a possibilidade de transferência de carga via SDMT durante contingências no SDAT. Que de ênfase nas características próprias deste sistema, tais como, níveis de tensão entre 69 e 138 kV, circuitos radiais longos com muitos elementos em série,

autotransformadores, reguladores de tensão, e linhas com estruturas de concreto, madeira ou metálicas, que contribuem significativamente para um desempenho diferenciado em relação aos demais níveis hierárquicos do SEP.

As ocorrências no SDAT representam aproximadamente 10% do DEC total apurado para determinada distribuidora [KRS09], porém, dependendo do circuito sob falha, pode levar a interrupção de energia a mais de uma SE e conseqüentemente a um DEC elevado, logo, a motivação para o desenvolvimento do método apresentado neste trabalho.

É importante ressaltar que, na grande maioria dos estudos de confiabilidade, os percentuais de transferência de carga ou consumidores via SDMT se limitam aos alimentadores de uma mesma SE [G15, N05, N09, P08], não levando em conta a capacidade de uma SE em condição normal de operação assumir cargas de outra que esteja sob falha. Esta condição permite maior redução do DEC durante as contingências, e ao ser considerada nas simulações, proporciona maior assertividade na determinação de quais estruturas, do sistema avaliado, são elegíveis para a aplicação de um orçamento cada vez mais restrito.

Conforme [BA96] e ilustrado na Figura 3, um dos grandes desafios para o planejador é conciliar o investimento com um nível de confiabilidade que alcance o mínimo custo global, ou seja, um ponto ótimo entre o custo para a distribuidora em investir na melhoria do seu sistema e o custo relacionado às compensações financeiras ao consumidor e multas devido às violações dos indicadores de continuidade.

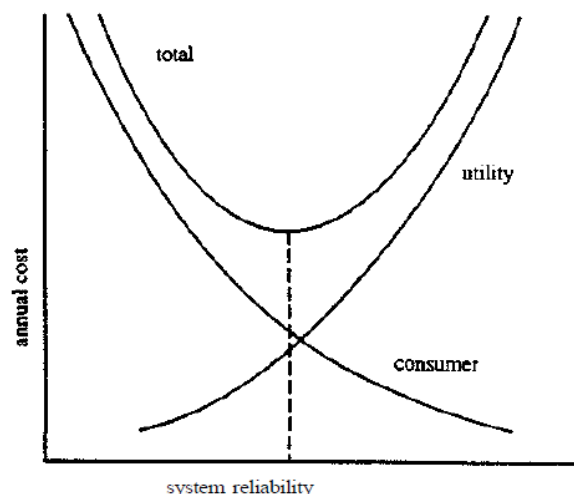


Figura 3 Curvas Custo Anual x Confiabilidade do Sistema. Fonte [BA96]

1.3 Objetivos

1.3.1 Geral

Este trabalho tem como objetivo principal apresentar um método de análise de confiabilidade do SDAT com foco em suas características estruturais, e que também considere o efeito das transferências de carga via SDMT nos indicadores de confiabilidade.

1.3.2 Específicos

- Desenvolver um programa em Java que leia o arquivo de texto .pwf, do programa de fluxo de potência ANAREDE®CEPEL, com os dados topológicos do sistema a ser analisado, previamente carregados, e que aplique os algoritmos da metodologia proposta;
- Aplicar a metodologia proposta em dois sistemas de subtransmissão, um de teste IEEE-RBTS Barra 4 e outro característico do sistema elétrico brasileiro SDAT 18 barras;
- Comparar os resultados da avaliação do sistema IEEE-RBTS Barra 4 e validar a metodologia;
- Verificar se o indicador de continuidade, DEC Estrutural, para cada barra de carga do SDAT 18 barras, está dentro da meta estabelecida, caso contrário, determinar obras de melhoria, calcular e comparar mais uma vez com a meta;
- Apresentar uma análise comparativa, do impacto sobre os indicadores de confiabilidade, ao se considerar ou não as transferências de cargas via SDMT;
- Mostrar os ganhos obtidos com a metodologia.

1.4 Organização da Dissertação

Esta dissertação está organizada em cinco capítulos. No primeiro tem-se a introdução, onde são abordados o tema e sua relevância, objetivos gerais e específicos, e a organização do trabalho.

No segundo capítulo apresenta-se uma revisão da literatura, com os principais artigos, dissertações, livros e teses utilizados no desenvolvimento deste trabalho, e consequentemente as técnicas já consagradas para análise de confiabilidade dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

No terceiro capítulo é proposta a metodologia de análise da confiabilidade da subtransmissão, onde são utilizados dois sistemas como exemplo, sendo o primeiro, o sistema teste IEEE- RBTS Barra 4, e o segundo, um sistema de subtransmissão característico brasileiro SDAT 18 barras.

O quarto capítulo contempla a apresentação e validação dos resultados obtidos das simulações realizadas nos dois sistemas propostos no capítulo anterior.

No quinto e último capítulo tem-se a conclusão do trabalho, seguido das propostas de continuidade da metodologia desenvolvida.

Têm-se ainda nos anexos uma revisão dos conceitos de probabilidade, os dados e os resultados dos cálculos dos índices de confiabilidade do sistema teste IEEE-RBTS Barra 4 e o do SDAT 18 barras.

1.5 Publicações

Método Para Estimar a Confiabilidade de Sistemas de Subtransmissão de Energia, III Congreso de Las Americas de Distribución Eléctrica, CLADE 2016;

Método Para Estimar a Confiabilidade de Sistemas de Subtransmissão de Energia – DEC Estrutural, XII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, SENDI 2016.

Método Para Estimar a Confiabilidade Estrutural de Sistemas de Subtransmissão, *XII Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission*, CLAGTEE 2017.

CAPÍTULO 2 – REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Introdução

Desde meados do século passado até a presente data, a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras, com foco nos consumidores, tornou-se ponto de atenção e fiscalização do órgão regulador do setor, e várias técnicas para avaliação da confiabilidade na geração, transmissão e distribuição de energia têm sido desenvolvidas.

Foram utilizados como bibliografia base para o desenvolvimento deste trabalho os livros dos autores Roy Billinton e Ronald Allan, publicados em 1992 e 1996, conforme [BA92, BA96], sendo os mesmos pioneiros na pesquisa e desenvolvimento de técnicas para análise de confiabilidade dos sistemas elétricos de potência em todos os níveis, seja, geração, transmissão, distribuição ou plantas industriais.

Inclui-se a obra de Jonh Bollen [B00] que aborda, além dos problemas relacionados à qualidade de energia, as questões relacionadas às interrupções e consequentemente as análises de confiabilidade.

Jonh Bollen [B00] observa que, quando para a avaliação de uma reserva operacional ou definição de obras de expansão de um sistema elétrico de potência, o desempenho histórico não esteja disponível, as técnicas de predição da confiabilidade são as únicas opções. No entanto, a comparação entre o desempenho histórico e os resultados alcançados através das técnicas de predição é uma área pouco explorada, com poucos trabalhos a respeito.

Destaca-se também, como uma importante fonte de consultas, o *IEEE Gold Book, IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems* [IEEE07]. Este livro aborda os conceitos básicos das análises de probabilidade, os fundamentos das estimativas de confiabilidade dos sistemas elétricos de potência, avaliação econômica da confiabilidade, informações, exemplos de dados e análises de confiabilidade. Encontra-se neste trabalho a diferenciação entre dois termos muito utilizados nesta literatura, a confiabilidade, que se refere ao desempenho requerido de um sistema durante certa duração de tempo, e

outro termo seria a disponibilidade de um sistema no instante em que é solicitado. Para ilustrar a diferença entre os dois termos, pode-se usar como exemplo a energia para sistemas de comunicação que precisam estar altamente disponíveis, implicando em poucas paradas, onde os componentes do sistema possam até não ser confiáveis, mas redundâncias no sistema como cabos de comunicação em anel, podem ajudar a manter a disponibilidade alta.

Por fim, utiliza-se como uma das referências na análise das redes de distribuição, o livro *Estimação de Indicadores de Qualidade de Energia* [KRS09], onde são apresentados vários exemplos, bem didáticos, de análises de redes e estimação dos indicadores de continuidade. Uma observação realizada por [KRS09] e que vale a pena destacar, é que para as falhas em redes de distribuição, em média, 30% são permanentes e 70 % temporárias, facilitando assim a estratificação de um histórico de falhas geral.

Em 1964, Gaver, Montmeat e Patton [GMP64] já sinalizavam um crescimento na atenção dada para a confiabilidade ou continuidade do serviço oferecido pelos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Diante dessa nova demanda, a Empresa Pública de Eletricidade e Gás, e a Companhia Elétrica Westinghouse, desenvolveram técnicas analíticas empregando teorias de probabilidade que permitiram calcular alguns indicadores de confiabilidade que são utilizados até os dias atuais, tais como a duração, frequência e probabilidade de interrupções de energia do ponto de vista da carga ou consumidores, para condições climáticas normais ou para tempestades.

Em 1972, Billinton [B72] escreveu um artigo sobre as principais bibliografias que tratavam sobre confiabilidade e reserva de capacidade dos sistemas de geração. O primeiro estudo é datado de 1933, mas as publicações de artigos mais significativas foram a partir de 1947.

Em 1982, Billinton e Hamoud [BH82] desenvolveram um método para avaliar os efeitos das incertezas associadas aos parâmetros inerentes as topologias dos elementos que compõem um sistema de geração e transmissão, sobre a assertividade da análise dos índices de confiabilidade do ponto de carga, frequência e duração de

interrupção. Utilizaram como exemplo dois geradores em paralelo conectados em série com duas linhas também em paralelo alimentando uma carga de forma radial, ou sistemas interconectados formando um anel. Este estudo dá uma referência ao planejador sobre o quanto as aproximações utilizadas na avaliação da confiabilidade de determinado sistema irão comprometer na credibilidade dos resultados.

Em 1991, Billinton, Gupta e Goel [BGG91] deram foco a avaliação da confiabilidade da subtransmissão, demonstrando nesse artigo alguns modos de falhas deste setor do sistema elétrico de potência, e descrevem de forma breve um programa para ser utilizado no cálculo dos índices.

Em 1994, Billinton e Satish [BS94] realizaram uma comparação entre a avaliação da disponibilidade de um sistema pelos registros históricos de desempenho com a predição destes índices através de métodos probabilísticos. Enfatizaram a importância de um registro de desempenho confiável tanto para avaliações determinísticas, quanto para servirem de insumo para o levantamento de parâmetros probabilísticos, como as taxas de falhas dos equipamentos, que são utilizados nas predições de disponibilidade do sistema. Introduzem também o conceito de índices de desempenho diferenciados para avaliar o sistema e o ponto de carga, sendo os mesmos complementares e não excludentes. Também é apresentado um sistema de teste de confiabilidade desenvolvido por Roy Billinton (RBTS) e outro modelo usado pelo IEEE (RTS).

Em 1996, Billinton e Jonnavithula [BJ96] disponibilizaram alguns modelos de sistemas de testes, utilizando topologias representando de uma até três áreas distintas, com todos os parâmetros necessários para o cálculo da confiabilidade, e os índices apurados para teste e validação de outros métodos.

Em 2000, Gupta e Goel [GG00] desenvolveram e demonstraram um programa de computador chamado SUBTREL que pode ser utilizado para avaliar os índices de confiabilidade básicos e também os índices de performance da subtransmissão. Na época o programa foi escrito em FORTRAN-77 e teve como objetivo introduzir os conceitos básicos de avaliação da confiabilidade da subtransmissão, permitir aos

estudantes o entendimento dos vários tipos de falhas e validar seus métodos com os resultados do programa.

Em 2002, Cassula, Leite da Silva, Sacramento e Manso [CLSM03] criaram uma metodologia para avaliar a confiabilidade do sistema de distribuição considerando o impacto das falhas da geração e transmissão. A G&T é representada por equivalentes de redes fictícios obtidos através de simulação de Monte Carlo. Este equivalente é conectado a rede distribuição, que é analisada pelo método dos conjuntos mínimos de corte.

Ainda em 2002, Gomes [G02], propôs a inclusão das subestações nas análises de confiabilidade, modos de falhas e determinação dos conjuntos mínimos de corte, apresentando uma nova proposta para consideração da influência dos valores dos índices de confiabilidade das subestações no cálculo de indicadores.

Em 2003, Cassula, Leite da Silva, Sacramento e Manso [CLSM03] realizaram a integração da análise de confiabilidade do sistema de Geração e Transmissão (G&T) com a Distribuição através da Simulação de Monte Carlo Cronológico, e, além disso, acrescentaram ao método a avaliação das restrições de carregamento e tensão, tendo resultados mais próximos da realidade.

Em 2005, Nascimento [N05] desenvolveu um programa para avaliar a confiabilidade em redes industriais e sistemas de distribuição elétrica, onde foram aplicadas as técnicas de Programação Orientada a Objeto, e apresentou uma nova proposta para determinação dos caminhos mínimos através de árvores de conexões e dos conjuntos mínimos de corte, tudo isso visando à redução do tempo computacional e consumo de memória na análise de grandes sistemas de potência.

Em 2008, Schiling, Stacchini e Coutto Filho [SSC08] publicaram um artigo descrevendo as práticas de análise de confiabilidade utilizadas no Brasil pelo operador nacional do sistema, disponibilizando, dentre outras informações, os valores de taxas de falha e tempo médio de reparo das linhas e transformadores com nível de tensão entre 69 e 765 kV.

Em 2009, Kagan, Robba e Schmidt [KRS09] descreveram os métodos para estimação de indicadores para redes radiais e em malha, sendo os mais utilizados para a primeira topologia, os métodos analíticos ou agregados, e para a última, os conjunto mínimos de corte ou a Simulação de Monte Carlo. Pontuam também que das falhas totais de uma rede de distribuição, 30 % são permanentes, logo, para casos de registros históricos de falhas, não específicos em relação à duração, basta aplicar esse percentual para estratifica-las em falhas de curta ou longa duração.

Em 2013, Lacanina, Jaen e Ramos [LJR13] apresentaram um novo procedimento para analisar a confiabilidade de sistemas de subtransmissão através da técnica de enumeração de estados. A análise é realizada em 3 estágios: O primeiro, consiste em avaliar a confiabilidade apenas dos circuitos ou linhas de subtransmissão, sendo as subestações consideradas perfeitamente confiáveis. No segundo, é estimada a confiabilidade das subestações, sendo os circuitos tidos como ideais. Finalmente, no 3º e último estágio, os índices calculados nos estágios anteriores são analiticamente combinados alcançando-se assim os índices para o sistema de subtransmissão e para os pontos de cargas.

Em 2015, Goulart [G15] propôs uma nova metodologia para análise de confiabilidade dos sistemas elétricos de distribuição (SEDs), onde os caminhos mínimos, necessários para a identificação dos conjuntos mínimos de corte, são determinados de forma implícita. Um processo eficiente, em termos de memória e esforço computacional, é proposto para a construção da Árvore de Conexões já considerando implicitamente os caminhos mínimos, sendo os conjuntos mínimos de corte obtidos diretamente destas árvores.

2.2 Metodologias de Análise de Confiabilidade

A avaliação da confiabilidade dos sistemas elétricos de potência pode ser realizada através de técnicas como, os conjuntos mínimos de corte, cadeias de

Markov (tempos discretos), processo de Markov (tempos contínuos), a enumeração de estados e as simulações de Monte Carlo cronológica ou sequencial.

Nos próximos tópicos são apresentados, de forma sucinta, alguns dos principais indicadores e métodos de análise de confiabilidade do SEP encontrados na literatura e que são a base para o desenvolvimento da metodologia proposta nesta dissertação.

2.2.1 Indicadores de Confiabilidade

A seguir são descritos os principais índices utilizados para avaliação de confiabilidade segundo [BA96, G15].

Onde:

- λ É a taxa de falha [falhas/ano];
- r O tempo de reparo [horas];
- C_a A quantidade de consumidores afetados;
- C_c O número total de consumidores;
- D É a demanda média [MW] no ponto analisado.

2.2.1.1 Indicadores para os pontos de cargas

Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC): Intervalo de tempo, no período de observação, que em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica (em inglês: Unavailability – U).

$$DIC = U = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (2.1)$$

Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC): Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora (em inglês: Loss of Load Frequency – LOLF).

$$FIC = LOLF = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (2.2)$$

Vale ressaltar que o somatório dos índices é válido apenas para sistemas radiais, ou seja, onde os componentes estão conectados em série.

Probabilidade de falha (p): É dada pela relação entre a indisponibilidade e a quantidade de horas no período de um ano. (Em inglês: Loss of Load Probability – LOLP).

$$p=LOLP=\frac{U}{8760} \quad (2.3)$$

Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC): Tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer.

2.2.1.2 Índices voltados para o sistema

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC): Intervalo de tempo que, em média, no período de observação, que em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica [A00] (em inglês: System Average Interruption Duration Index – SAIDI).

$$DEC = SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i C_{a_i}}{C_c} \quad (2.4)$$

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC): Número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, que em cada unidade consumidora do conjunto considerado (em inglês: System Average Interruption Frequency Index – SAIFI).

$$FEC = SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i C_{a_i}}{C_c} \quad (2.5)$$

Average Service Unavailability Index (ASUI): é o índice de indisponibilidade média de serviço. É definido como sendo a razão entre o número de horas

indisponíveis para os consumidores e o número total de horas demandadas no sistema, no período de um ano.

$$ASUI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i C_{a_i}}{C_{c_i} 8760} \quad (2.6)$$

Average Service Availability Index (ASAI): é o índice de disponibilidade média de serviço. É definido como sendo a razão entre o somatório do número de horas em que o sistema está disponível para os consumidores e o número total de horas demandadas no sistema, no período de um ano.

$$ASAI = 1 - ASUI \quad (2.7)$$

Energy not Supplied (ENS): é o índice que indica a Energia não suprida pelo sistema. É definido pelo produto da demanda média e a indisponibilidade do sistema.

$$ENS = \sum_{i=1}^n U_i D_i \quad (2.8)$$

Average Energy not Supplied (AENS): é o índice para a energia que em média não foi suprida por consumidor. É definido como sendo a razão entre o total de energia não suprida e o número total de consumidores, no período de um ano.

$$AENS = \frac{\sum_{i=1}^n U_i D_i}{\sum_{i=1}^n C_{c_i}} = \frac{ENS}{\sum_{i=1}^n C_{c_i}} \quad (2.9)$$

Loss of Load Cost (LOLC): Representa o custo pelo não fornecimento de energia a uma unidade consumidora (ponto de conexão) ou mesmo para o sistema.

$$LOLC = ENS * \left(\frac{R\$}{MWh} \right) \quad (2.10)$$

2.2.2 Métodos de Markov

A análise de confiabilidade pelo método de Markov é a base para o desenvolvimento de outras técnicas. A avaliação é feita de forma analítica, sendo o método desenvolvido para dois comportamentos distintos do sistema conforme itens a seguir.

2.2.2.1 Um Componente - Dois Estados

O método de Markov é aplicado para análise da confiabilidade do sistema elétrico de potência para comportamento discreto, onde se avalia a transição de estados [s] por quantos níveis forem necessários. A Figura 4 demonstra um exemplo de transição por dois níveis [n].

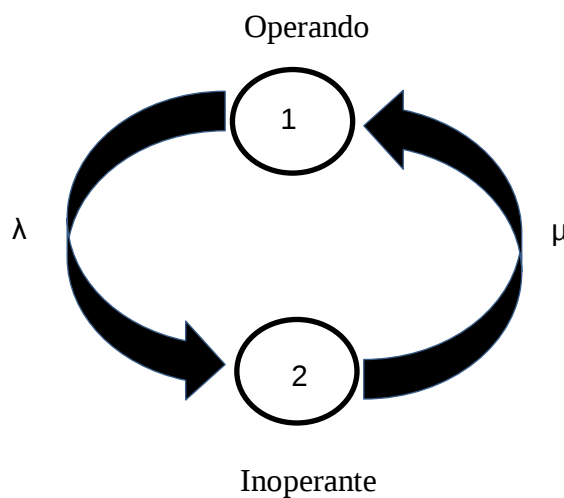


Figura 4 Modelo de Markov – 1 Componente 2 Estados – Fonte: [B00]

Quando o componente se encontra no estado 1, está operando, já no estado 2, inoperante. As taxas de transição, conforme indicado na Figura 4, são λ (taxa de falha) e μ (taxa de reparo).

Em um determinado instante de tempo t o componente pode estar no estado 1 e em outro instante no estado 2. Em termos matemáticos: a probabilidade de encontrar o sistema no estado 1 é igual a p_1 e no estado 2 é igual a p_2 , com $p_1 + p_2 =$

1. A taxa de transição do estado 1 para o 2 é λ . Então num curto período Δt uma fração $\lambda \Delta t$ do sistema está transitando de 1 para 2, e em outra metade da fração do tempo $\mu \Delta t$ esta transitando de 2 para 1.

A probabilidade do sistema se encontrar em p_1 (operando) ou em p_2 (inoperante) é dada pelas equações 2.11 e 2.12:

$$p_1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.11)$$

$$p_2 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.12)$$

2.2.2.2 Dois Componentes – Dois Estados

A Figura 5 demonstra graficamente os estados de transição entre dois componentes e dois estados.

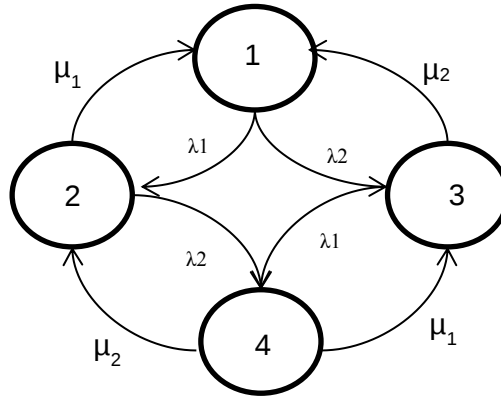


Figura 5 Modelo de Markov – 2 Componentes 2 Estados – Fonte: [B00]

Segundo [B00] para componentes estocasticamente independentes podem-se multiplicar as propabilidades de estado de cada componente para encontrar a probabilidade de estado do sistema conforme as equações a seguir.

$$p_1 = \frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.13)$$

$$p_2 = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.14)$$

$$p_3 = \frac{\mu_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.15)$$

$$p_4 = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.16)$$

2.2.3 Representação Estocástica do SEP

Em [B00] são apresentadas técnicas para calcular a quantidade e tempo de interrupção esperados a partir das taxas de falha e tempo de reparo de determinado componente. Esses métodos substituem toda a rede de um SEP por um equivalente.

Como exemplo, na Figura 6 tem-se um sistema onde uma carga é atendida radialmente por dois geradores, duas linhas em paralelo, outra linha e um transformador em série.

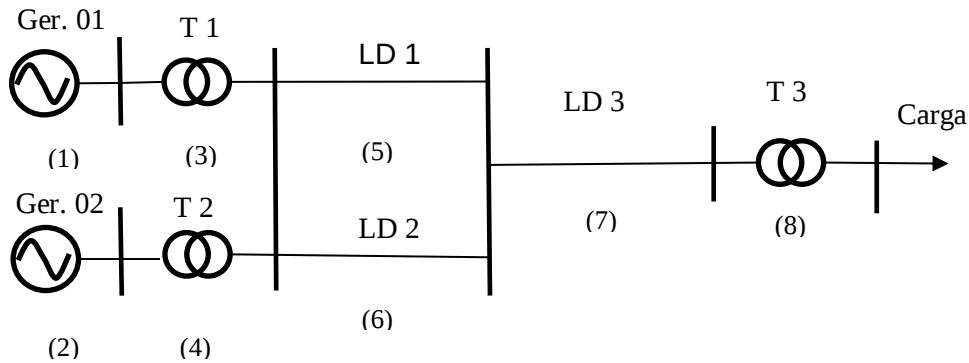


Figura 6 Exemplo de Representação do SEP – Fonte: Próprio autor

Na Figura 7 encontra-se a representação da rede de confiabilidade do sistema da Figura 6, com as taxas de falha λ , tempos de reparo r e consequentemente a indisponibilidade esperada U de cada elemento. Para este exemplo assume-se que cada unidade geradora, de transformação ou linha de distribuição tem a capacidade nominal maior que a carga atendida, e também que as barras não falham.

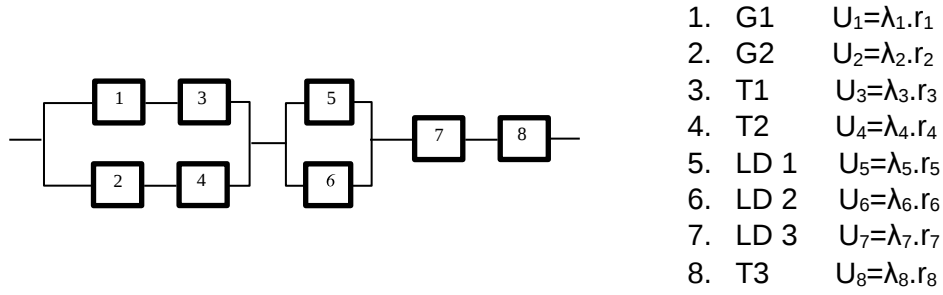


Figura 7 Rede de Confiabilidade – Fonte: Próprio autor.

A representação da Figura 7 facilita a visualização de quais combinações de falha dos elementos do SEP levaria à interrupção de energia a carga. Então de posse dos valores das taxas de falha e tempo de reparo de cada elemento, é possível simplificar o sistema através das combinações estocásticas série e paralelo, chegando-se a um equivalente que representa a indisponibilidade esperada de todo o sistema.

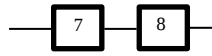


Figura 8 Combinação Estocástica Série – Fonte: Próprio autor

$$\lambda_s = \lambda_7 + \lambda_8 \quad (2.17)$$

$$r_s = \frac{\lambda_7 r_7 + \lambda_8 r_8}{\lambda_7 + \lambda_8} \quad (2.18)$$

$$U_s = \lambda_s r_s \quad (2.19)$$

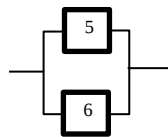


Figura 9 Combinação Estocástica Paralela – Fonte: Próprio autor

$$\lambda_p = \frac{\lambda_5 \cdot \lambda_6 (r_5 + r_6)}{8760} \quad (2.20)$$

$$r_p = \frac{r_5 \cdot r_6}{r_5 + \lambda_6} \quad (2.21)$$

$$U_p = \lambda_p r_p \quad (2.22)$$

2.2.4 Método dos Conjuntos Mínimos Corte

De acordo com [BA76, B00, BA96, N05] esta técnica é versátil no sentido de ser facilmente programável para alcançar soluções rápidas para sistemas em geral e os conjuntos de corte são diretamente relacionados aos modos de falhas do sistema, possibilitando identificar a contribuição de cada componente para a confiabilidade.

Este método consiste em representar o sistema elétrico de potência através das combinações de conjuntos de componentes que, quando sob falha, levam à interrupção de suprimento de energia a carga. O conjunto mínimo de corte é definido pelo subconjunto com o menor número de componentes, não redundantes, em que a falha seja suficiente para interromper a energia.

Para definição dos conjuntos mínimos de corte é necessário antes determinar os caminhos mínimos, que serão mínimos somente se no caminho entre a fonte e a carga, nenhum nó ou ramo for atravessado mais de uma vez neste mesmo caminho.

Utilizando o sistema da Figura 6 como exemplo, os conjuntos mínimos de corte podem ser determinados seguindo os seguintes passos:

- I. Utilizar a definição anterior e determinar os caminhos mínimos;
- II. Construir uma matriz onde as colunas representarão os ramos e as linhas os caminhos mínimos partindo da carga para a fonte. Para o sistema da Figura 6 os caminhos mínimos estão representados na Tabela 1.

Tabela 1 – Lista dos Caminhos Mínimos para a Carga da Figura 6

Caminho	Número do Ramo				
I	8	7	5	3	1
II	8	7	5	4	2
III	8	7	6	4	2
IV	8	7	6	3	1

- III. Construir uma matriz B a partir da Tabela 1 onde as colunas terão todos os ramos do sistema e as linhas serão preenchidas seguindo a seguinte metodologia:

$B_{i,j} = 1$ se o componente j pertence ao caminho i;

$B_{i,j} = 0$ se o componente j não pertence ao caminho i;

Tabela 2 – Matriz com a Representação Binária dos Caminhos Mínimos

Caminhos	Ramos							
	1	2	3	4	5	6	7	8
I	1	0	1	0	1	0	1	1
II	0	1	0	1	1	0	1	1
III	0	1	0	1	0	1	1	1
IV	1	0	1	0	0	1	1	1

- IV. Verificar todas as colunas da matriz B, o ramo em que todos os elementos j são unitários será considerado um conjunto de corte mínimo de 1^a ordem;
- V. Para determinar os conjuntos mínimos de corte de 2^a ordem basta combinar as colunas de 2 em 2 utilizando a lógica Booleana, operação OU, e aquela combinação em que todos os elementos forem iguais a 1 e que os ramos já não estejam listados para ordem inferior, será o conjunto de 2^a ordem, conforme a Tabela 3. Para as ordens superiores basta combinar a quantidade de colunas de acordo com a ordem e repetir o processo. A máxima ordem possível para os conjuntos mínimos de corte é igual à quantidade de caminhos mínimos, o que para este exemplo seria até a quarta ordem [ABO76].

Tabela 3 – Representação dos Conj. de Corte de 1° e 2° Ordem para os Ramos.

Evento	Conjuntos mínimos de corte		Ordem
1	7		1°
2	8		1°
3	1	2	2°
4	1	4	2°
5	2	3	2°
6	3	4	2°
7	5	6	2°

A Figura 10 representa graficamente os conjuntos mínimos de corte listados na Tabela 3 formando-se assim uma rede equivalente de confiabilidade.

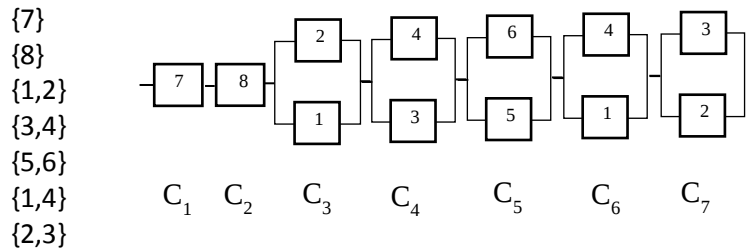


Figura 10 Rede Equivalente de Confiabilidade – Fonte: Próprio autor

O cálculo da indisponibilidade total do sistema da Figura 6, representado pela rede equivalente de confiabilidade da Figura 10, é realizado em três etapas.

Inicialmente, calcula-se a indisponibilidade equivalente dos componentes em paralelo U_p , para cada subconjunto de 2ª ordem de C_3 a C_7 , através da aplicação das equações 2.20, 2.21 e 2.22.

Em seguida, encontra-se a indisponibilidade equivalente série U_s , dos subconjuntos de 1ª ordem C_1 e C_2 , aplicando-se as equações 2.17, 2.18 e 2.19.

Finalmente, aplica-se a equação 2.25 somando-se os equivalentes, série e paralelo, chegando-se a indisponibilidade total do sistema U_{total} .

$$U_{total} = U_s + U_p \quad (2.25)$$

Vale ressaltar que as equações, propostas para o cálculo dos equivalentes série e paralelo da rede de confiabilidade, derivam de aproximações do método de Markov e da abordagem de frequência e duração, consequentemente, os resultados alcançados também são aproximados, porém satisfatórios para análises de baixa complexidade, onde, segundo [IEEE07], algumas premissas são adotadas, tais como:

- A análise é realizada para eventos não programados;
- A taxa de falha dos componentes é constante, ou seja, não varia com o tempo;
- Os eventos de falha são independentes;
- O tempo de operação de um componente é muito maior que o tempo de falha. Isso implica que: $\frac{\lambda_i r_i}{8760} < 0,01$.

2.3 Conclusões

O método dos conjuntos mínimos de corte é adequado para os sistemas de pequeno porte avaliados nesta dissertação, tanto na questão do desempenho computacional quanto na aplicação e entendimento didático. Também devido à possibilidade de se estabelecer um quadro comparativo dos modos de falha, onde se verifica quais estruturas contribuem mais com a baixa disponibilidade do sistema avaliado e assim realizar as proposições de obras de melhoria dos indicadores de continuidade.

CAPÍTULO 3 – APRESENTAÇÃO DA METODOLOGIA

3.1 Introdução

O método proposto nesta dissertação analisa a confiabilidade estrutural da subtransmissão, possui natureza probabilística, estabelecida em função dos índices de desempenho do sistema, tais como taxas de falha e tempos médios de reparo de seus elementos. Esses parâmetros são estratificados para eventos permanentes e temporários, sendo considerados também os tempos médios de chaveamentos e percentuais de transferências de consumidores via SDAT e SDMT, explorando assim as características estruturais típicas do sistema analisado.

Na Figura 11 é apresentado o fluxograma de desenvolvimento da metodologia, iniciando pela descrição dos sistemas que são avaliados, ou seja, um sistema teste IEEE RBTS – Barra 4 e um sistema característico da subtransmissão brasileira SDAT 18 Barras. Em seguida, tem-se a entrada dos dados utilizados para cálculo, e as formas de abordagem do problema. O SDAT é avaliado probabilisticamente, e o SDMT deterministicamente. Finalmente, o algoritmo proposto é aplicado sobre os dois sistemas, tendo como resultados os índices U (Indisponibilidade), AENS (Energia que em Média não é Suprida por Consumidor), FEC (Frequência Equivalente de Interrupção de Energia) e DEC estrutural. Este último considera a duração média de interrupções no período de um ano a que um dado conjunto ou SE pode vir a ser submetido, em função das taxas de falha dos equipamentos responsáveis pelo seu suprimento, do tempo médio necessário para seu restabelecimento, e principalmente pelos recursos de transferências de cargas via SDMT durante contingências no SDAT. Tem o objetivo de realizar uma predição dos níveis de descontinuidade no fornecimento de energia, não necessariamente caracterizando a certeza de uma falha no sistema.

Os resultados dos indicadores, provenientes da aplicação da metodologia sobre o sistema IEEE RBTS – Barra 4 e os informados em [BBG91], são comparados validando-se o método.

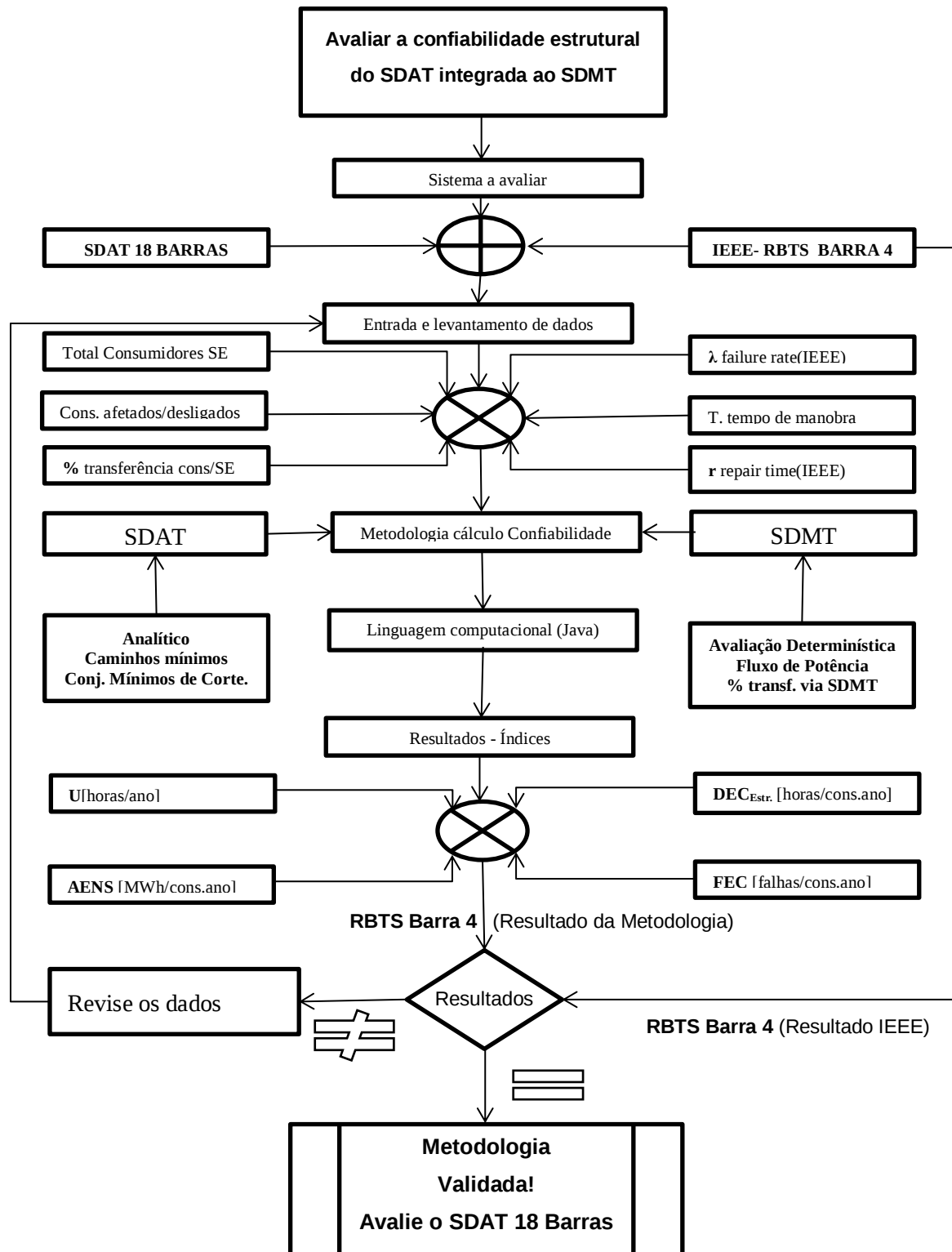


Figura 11 Fluxograma de Desenvolvimento da Metodologia Proposta – Fonte: Próprio autor

O fluxograma da Figura 11 tem como objetivo demonstrar as etapas e considerações para o desenvolvimento e aplicação da metodologia proposta, as quais seriam:

- 1º. Avalia-se o sistema RBTS – Barra 4;
- 2º. Uma vez definido o sistema a ser avaliado, realiza-se o levantamento e a entrada dos dados necessários ao cálculo, tais como, o tempo médio de reparo, o tempo médio de chaveamento e manobra, as taxas de falha das linhas e transformadores, o número de consumidores existentes e afetados, os percentuais de transferências de cargas entre as SEs;
- 3º. Avalia-se probabilisticamente o SDAT encontrando-se os caminhos mínimos e os conjuntos mínimos de corte;
- 4º. Avalia-se deterministicamente o SDMT, através de fluxo de potência, determinando-se os novos percentuais de transferências de carga;
- 5º. Utiliza-se o Java como linguagem computacional para rodar os algoritmos propostos na metodologia;
- 6º. Calculam-se os indicadores de confiabilidade: U , DEC_{Estr} , FEC e $AENS$;
- 7º. Comparam-se os resultados informados pelo artigo do IEEE RBTS – Barra 4 [BGG91] com os resultados alcançados através da metodologia proposta, caso estejam inconsistentes ou diferentes, retorna-se ao início da análise para revisão dos dados e algoritmos até que os resultados alcançados estejam coerentes e a metodologia seja validada;
- 8º. Uma vez a metodologia validada, avalia-se o sistema SDAT 18 Barras passando-se por quase todas as etapas mencionadas, porém, uma vez alcançados os resultados para este sistema, realiza-se a análise final e a conclusão.

3.2 Premissas

Os sistemas são avaliados para eventos não programados, ou seja, para falhas acidentais, e em condições climáticas normais, onde, conforme Figura 12, os elementos podem estar em três estados possíveis, ou seja, operação normal, em transição do modo normal para falha e finalmente em falha. Para cada mudança de estado mostrado têm-se tempos de reparo, manutenção e taxas de falha, diferenciados.

A transição entre o estado N e S demonstra que ocorreu uma falha ativa de um elemento e outro componente foi afetado, então para este último o tempo de restabelecimento e taxa de falha serão considerados para eventos temporários, onde, quando possível, apenas uma manobra para isolar o elemento afetado e restabelecer o componente sadio seja suficiente, já para o primeiro, onde será necessária uma substituição ou reparo, os parâmetros serão referentes a uma falha permanente.

Segundo [BA96, BGG00 e G02] o modo de falha de um componente é considerado ativo quando causa a atuação de uma proteção de zona primária em volta do componente sob falha e retira de operação, além deste, também outros elementos do sistema. Como exemplo, uma falta em um transformador que esteja em paralelo com outro transformador compartilhando do mesmo disjuntor geral de proteção.

Já para no modo de falha passivo, a perda ou falha de um elemento, pode provocar o acionamento somente da sua proteção, logo, não causa o desligamento de outros componentes do sistema. Como exemplo a abertura de circuitos sem falta ou transformadores operando em paralelo, mas que tenham disjuntores individualizados.

A Figura 12, encontrada em [G02], ilustra os estados possíveis considerando uma interrupção devido a manutenções programadas ou a falhas acidentais.

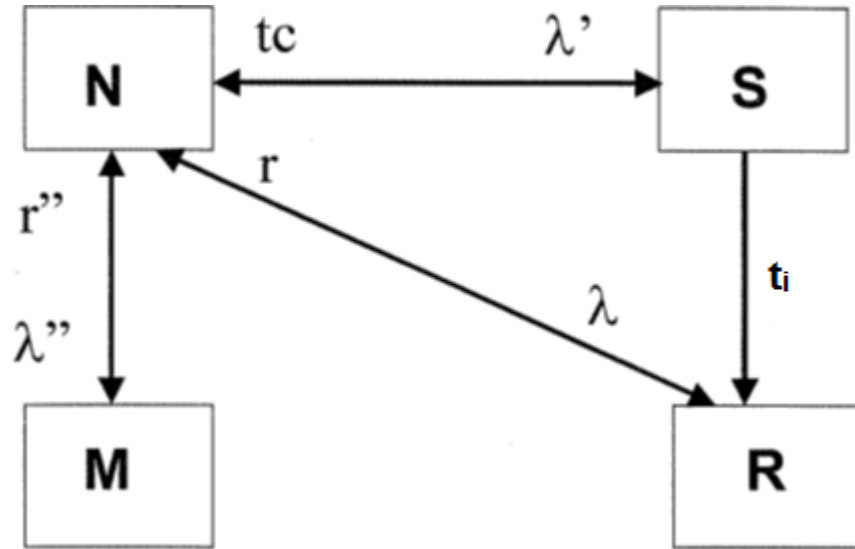


Figura 12 Modelagem a Dois e Três estados. Fonte: [G02]

Onde:

N: Estado Normal de Funcionamento;

S: Estado de Chaveamento;

R: Estado de Reparo;

M: Estado de Manutenção;

λ : Taxa de Falha Ativa do Componente (falhas/ano);

λ' : Taxa de Falha Passiva do Componente (falhas/ano);

λ'' : Taxa de Manutenção do Componente (manutenções/ano);

r : Tempo Médio para Reparo do Componente (horas/falha);

t_i : Tempo Médio para Isolamento do Componente Falhado (horas/falha);

t_c : Tempo Médio de Chaveamento de Componentes NA (horas);

r'' : Duração Média para Manutenção de Componentes (horas/manut).

A metodologia consiste na avaliação probabilística da confiabilidade do SDAT integrada à análise determinística do SDMT, onde, para se estimar os indicadores, se faz necessário considerar no cômputo, simultaneamente aos caminhos mínimos e conjuntos mínimos de corte do SDAT, os percentuais de transferências via SDMT de

uma determinada SE que esteja sob falha para outra operante. Percentuais estes já informados nos dados de entrada.

De acordo com o PRODIST- Módulo 8 [A16], para a análise da confiabilidade do SDAT, considera-se a confiabilidade da Rede Básica de 100%. Na metodologia proposta considera-se também o SDMT 100 % confiável, ou seja, conforme a Figura 13, a geração, transmissão e o SDMT possuem taxa de falha igual à zero, sendo consideradas nos cálculos apenas as taxas de falha dos elementos do SDAT.

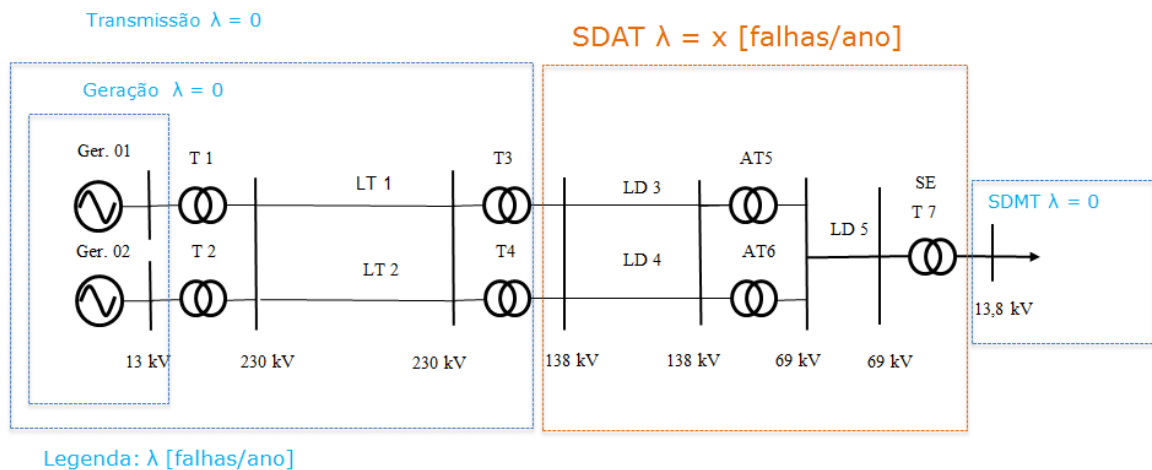


Figura 13 Taxas de Falha para os Níveis Hierárquicos – Fonte: Próprio autor

A influência da confiabilidade da geração, transmissão e distribuição é inserida nos resultados gerais através dos percentuais de contribuição de cada nível hierárquico, de acordo com [CLSM03, KRS09] o sistema integrado entre a geração e transmissão corresponde em torno de 10 % do índice total do SEP, já a distribuição representa em torno de 80%, logo, na representação dos resultados gerais para o sistema, bastam levar em conta esses percentuais sobre os valores calculados para a subtransmissão.

3.3 Considerações sobre os Parâmetros Necessários ao Cálculo

Os parâmetros necessários à avaliação da confiabilidade são:

- A topologia do SEP em análise;
- Taxas de Falhas;
- Tempo Médio de Reparo;
- Tempo Médio para Transferência de Carga;
- Quantidade de Consumidores das SEs;
- Limites de Desempenho;
- Política de Corte de Carga;
- Transferência de Carga entre Transformadores;
- Percentuais de Transferências de Cargas via MT.

As tabelas com todos os dados utilizados estão no Anexo B, e referem-se ao sistema IEEE - RBTS Barra 4, conforme informado em [ABSGS91, BGG91, BJ96, GG00], e ao SDAT 18 barras, onde cada elemento do sistema foi nomeado e os parâmetros estratificados por tipo de equipamento.

3.3.1 Topologia do SEP em Análise

As características topológicas de um sistema devem ser consideradas na escolha de qual metodologia de análise da confiabilidade utilizar.

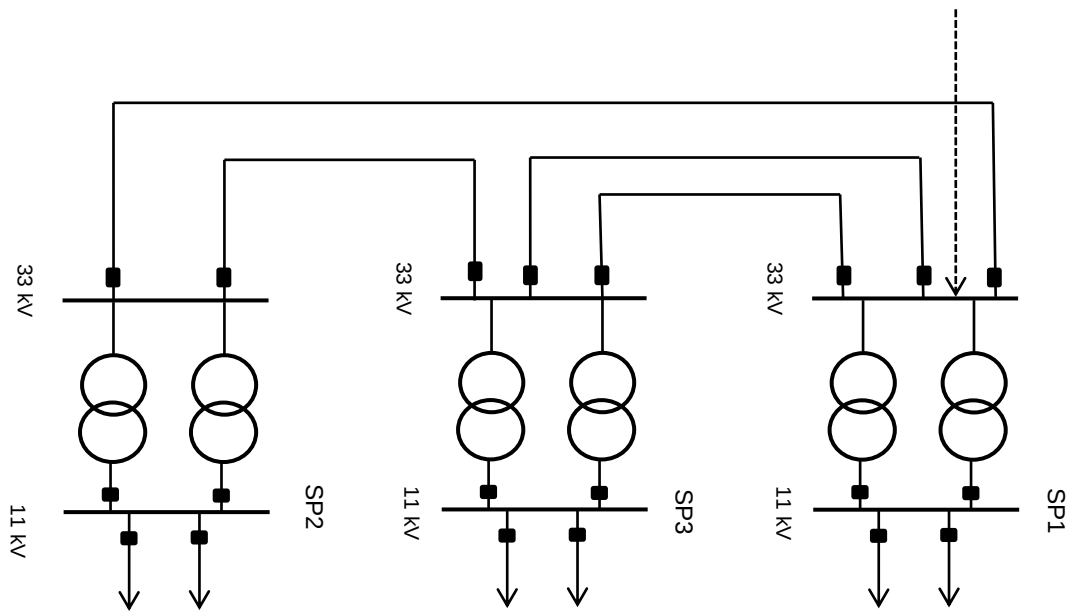


Figura 14 SDAT malhado – IEEE RBTS Barra 4 [BGG91]

Os sistemas de subtransmissão podem ser malhados, ou seja, ter redundâncias no atendimento as suas cargas, como exemplo, o sistema IEEE – RBTS Barra 4 da Figura 14, que atende aos critérios de segurança N-1, logo, é necessário que se faça a análise considerando a falha de mais de um elemento por evento, ou seja, avaliar os conjuntos mínimos de corte de 2ª ordem ou superior. Por outro lado, podem ser radiais, com presença de linhas de distribuição, conforme Figura 15, operando em 69 kV com torres de madeira, possuindo assim taxas de falha elevadas em relação as demais de concreto e metálicas, pois são mais vulneráveis a incêndios e outros fenômenos, como exemplo, pelo efeito conhecido como corrente de fuga de 60 Hz [E09], onde, nas áreas de contato entre a madeira e os parafusos, surgem correntes de fuga, gerando calor a ponto de causar combustão e queima de parte da estrutura, levando ao curto-circuito das linhas e consequentemente a interrupção do fornecimento de energia.

λ (metálica) < λ (concreto) < λ (madeira)



Figura 15 Características das Torres de Linhas de Subtransmissão

Em alguns casos, os sistemas são interligáveis através de dispositivos de manobras normalmente abertos (NA), tais como chaves seccionadoras, manuais ou motorizadas, e disjuntores, possibilitando a transferência total ou parcial de cargas durante contingências no sistema, tendo, a localização e o tempo de manobra, impacto relevante nos indicadores de continuidade.

Alguns sistemas possuem a configuração conforme a Figura 16 com condições diferenciadas de conexão em derivação a partir de determinada linha, como exemplo a carga C esta conectada em tap seco, sem disjuntores ou dispositivos de manobra, e a carga F através de uma subestação de chaveamento.

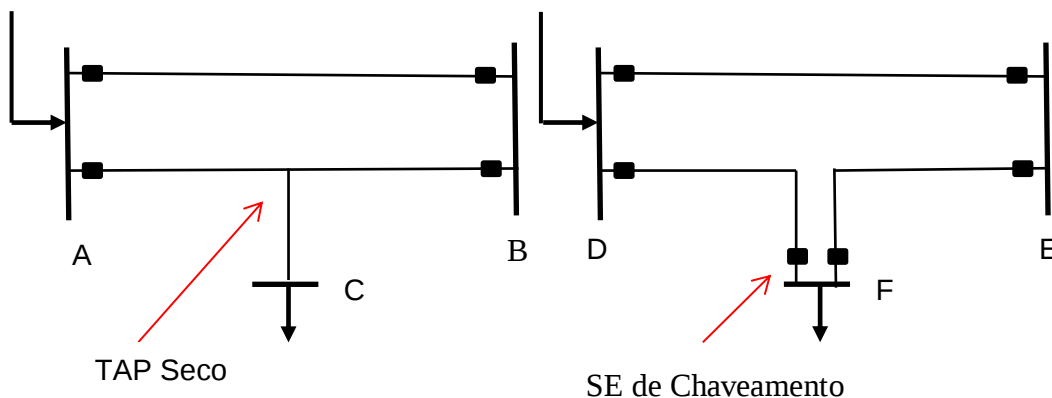


Figura 16 Derivação de Linha através de Tap Seco e Disjuntor - Fonte: Próprio autor

Para determinar os caminhos mínimos partindo da carga C, considera-se, como primeiro elemento na direção da carga para a fonte, a linha formada pelos segmentos ACB, sendo a taxa de falha equivalente a toda sua extensão, portanto, caracteriza-se

um conjunto de 1ª ordem. Já para a carga F, como a mesma é conectada ao sistema através de uma subestação de chaveamento com disjuntores nos dois terminais, tem-se 2 caminhos partindo da barra F até a fonte na barra D, um formado pelo segmento FD e o outro pelo segmento FED, logo, considerando apenas contingências simples, N-1, e que os segmentos remanescentes suportem toda a carga, não formará conjunto de corte de 1ª ordem, conseqüentemente mais confiável que a configuração do sistema que atende a carga C.

3.3.2 Taxas de Falha

Utiliza-se para análise dos dois sistemas abordados nesta dissertação taxas de falha para eventos permanentes, onde se faz necessário o reparo ou substituição do elemento sob falha, e taxas para eventos temporários, onde as manobras ou a atuação de dispositivos de proteção são suficientes para se isolar o elemento defeituoso e restabelecer o fornecimento de energia.

Vale salientar, mais uma vez que, de acordo com [KRS09], das falhas totais de uma rede de distribuição, 30 % são permanentes, logo, para casos de registros históricos de falhas, não específicos em relação à duração, basta aplicar esse percentual para estratifica-las em falhas de curta ou longa duração.

As taxas de falhas, como no exemplo do sistema de 18 barras, são estratificadas também pelas características do elemento: transformadores e autotransformadores, linhas com estruturas de concreto, madeira ou metálicas, e pelos níveis de tensão nominal.

As taxas de falhas dos transformadores são calculadas considerando a contribuição de todos os elementos da subestação na falha deste equipamento

3.3.3 Tempo Médio de Reparo

Os tempos médios de reparo ou substituição de um equipamento sob falha, variam de acordo com os suas características, sejam linhas ou transformadores, com os níveis de potência e tensão nominais, sendo compostos também pela soma dos tempos necessários para percepção de uma falha no sistema, seja pelo sistema de

aquisição de dados (SCADA) ou por uma ligação telefônica, pelo tempo de acionamento, deslocamento e diagnóstico local das equipes de manutenção, mais o tempo de disponibilização, transporte e substituição de um novo equipamento.

Especificamente para os transformadores, o tempo total de substituição é composto pelos tempos de carregamento, descarregamento, montagem e testes, sendo que na fase de testes pode-se incluir também o tempo para amostragem do óleo, o que aumenta consideravelmente o tempo de todo processo.

A título de exemplo, o tempo total para substituição do transformador TR1 138-13,8 kV 25 MVA do SDAT 18 Barras, relacionado na Tabela 32 do Anexo C, é de aproximadamente 82,3 hrs, sendo composto pelos tempos de: acionamento 2 h + carregamento 5 h + transporte 32,3 h + descarregamento 11h + montagem 6 h + vácuo 24 h + testes 2 h. Caso seja necessário realizar a amostragem e análise do óleo, deve-se acrescentar a esse tempo mais 48 horas, como o início do procedimento da amostragem de óleo se dá junto com início do procedimento de vácuo, então se acrescentaria às 82,3 hrs + 24 hrs o que daria em torno de 106,3 h para substituição do transformador deste exemplo.

Devido a esses fatores, algumas distribuidoras de energia elétrica possuem subestações móveis posicionadas estrategicamente, o que reduz significativamente o tempo de indisponibilidade devido às contingências de queima de transformadores.

3.3.4 Tempo Médio para Transferência de Carga

Os tempos médios de transferência de carga estão diretamente ligados às características dos dispositivos de manobra ou proteção, ou seja, o tempo para as manobras das chaves seccionadoras manuais é composto pelo tempo de localização do ponto de falta no sistema, o acionamento e deslocamento das equipes de manutenção para o local onde as mesmas estão instaladas, e ainda, dependendo da gravidade da contingência, de quantas manobras serão necessárias para se restabelecer o sistema, acrescentando-se assim o tempo de espera na fila de sequência das manobras. Já para as chaves seccionadoras motorizadas ou para os disjuntores, o tempo de manobra é em média menor que 3 minutos, o que de acordo com [A16] pode ser expurgado do indicador DEC da distribuidora.

3.3.5 Quantidade de Consumidores das SEs

A quantidade de consumidores atendidos por uma subestação é um dado imprescindível para o cálculo dos indicadores DEC, FEC e AENS. Para o exemplo do sistema IEEE – RBTS Barra 4 foram extraídos de [ABSGS91, BGG91, BJ96, GG00], já para o sistema de 18 barras foram utilizados valores fictícios para as quantidades de consumidores antes e após as obras de ampliação do sistema.

3.3.6 Limites de Desempenho

Durante as contingências são permitidas tensões, nos pontos de conexão com tensão nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV, entre $0,90 \leq p.u \leq 1,07$. Já nas barras de carga com tensão nominal superior a 1kV e inferior a 69 kV, pode-se variar entre $0,90 \leq p.u \leq 1,05$, sendo consideradas adequadas quando estão entre $0,93 \leq p.u \leq 1,05$, e precárias entre $0,90 \leq p.u < 0,93$, porém não suficientes para levar ao desligamento das cargas e gerar DEC. Segundo [A16] considera-se que há interrupção sempre que a tensão de fornecimento for igual ou inferior a 70% da tensão nominal.

Os carregamentos das linhas e transformadores da subtransmissão são mantidos nos limites de emergência especificados para cada elemento. Acima deste valor se faz necessário o corte de carga.

3.3.7 Política de Cortes de Carga

Durante as contingências de determinado sistema, quando necessário e possível, suas cargas são cortadas de forma proporcional até que se atinjam nas barras de carga, linhas e transformadores, os limites aceitáveis de carregamento e tensão relacionados no item 3.3.6. Desta forma corta-se somente o imprinscidível, minimizando a quantidade de consumidores afetados e reduzindo os indicadores de indisponibilidade do sistema.

3.3.8 Simulação de Fluxo de Potência

A metodologia proposta inclui a simulação de fluxo de potência por meio do programa de Análise de Rede, ANAREDE®CEPEL, visando assim verificar a capacidade dos circuitos remanescentes em receber cargas provenientes dos elementos defeituosos, sem que ocorra a violação do carregamento e das tensões de atendimento conforme [A16]. A partir destas simulações chegam-se aos percentuais de transferências de cargas que influenciam diretamente na quantidade de consumidores atingidos e no indicador de qualidade de serviço.

3.3.9 Transferência de Carga entre Transformadores de Potência

Para determinar o percentual de carga possível de ser transferido entre transformadores da mesma SE ou de outro sistema, durante contingências na subestação, explora-se o carregamento admissível do transformador que irá receber a carga [FNPAB16]. De forma sucinta, a potência admissível de um transformador, ou seja, a capacidade de carregamento acima da potência nominal é explorada levando-se em consideração o fato que a curva de aquecimento do óleo, utilizado para isolamento e resfriamento deste equipamento, apresenta uma variação mais lenta que a curva de aquecimento do enrolamento, então, desde que as temperaturas do enrolamento e do óleo não ultrapassem os limites especificados pelo fabricante, é possível manter o transformador por um determinado tempo sobrecarregado.

3.3.10 Transferência de Carga via Rede de Média Tensão

Para as análises também é necessário conhecer os percentuais de transferências de carga/consumidores via SDMT entre as subestações. Para a metodologia proposta, os percentuais de transferências são dados de entrada do programa, podendo ser obtidos através de simulações de fluxo de potência onde se avalia a capacidade de carga e tensão dos circuitos de SDMT e SDAT, ou, para o caso em que esses valores já sejam conhecidos para as SEs existentes, e não seja

possível a avaliação do sistema planejado através de fluxo de potência, os novos percentuais podem ser estimados conforme a seguir.

Segundo [C14], deve ser considerado no planejamento da expansão de novas redes do SDMT, um carregamento máximo dos troncos, com alimentadores interligáveis, de 60 % em relação à sua capacidade térmica, para localidades com mais de 2 alimentadores, e 50 % para localidades com 2 alimentadores. Esta informação é considerada nos cálculos dos novos percentuais de transferências de consumidores via SDMT entre SEs existentes e planejadas conforme a seguir.

Na Figura 17 tem-se uma representação simplificada de um sistema com três subestações, suas redes do SDMT e as chaves NAs instaladas entre os alimentadores interligáveis.

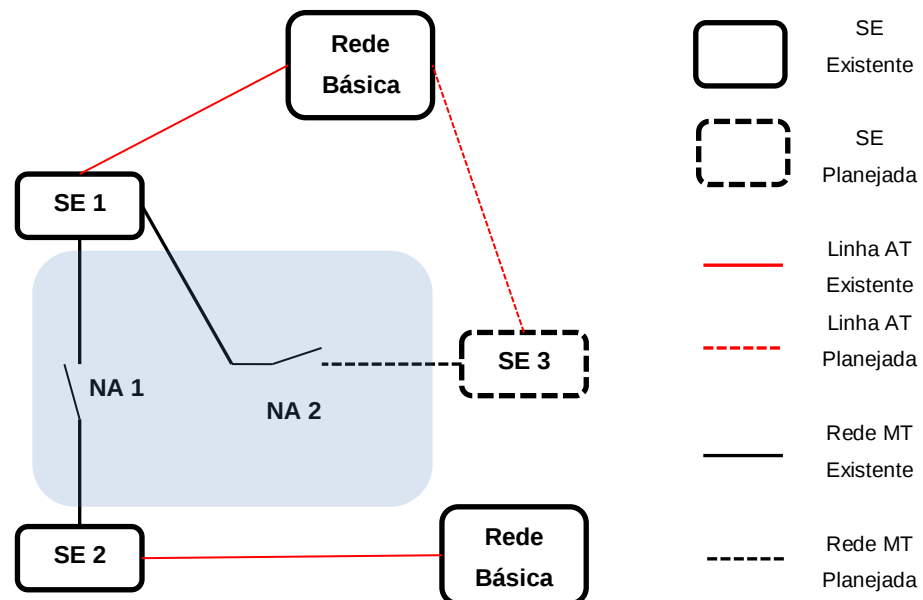


Figura 17 Representação Transferência de Carga Via SDMT – Fonte: Próprio autor

A equação 3.1 demonstra como é calculado o novo percentual de transferência de carga/consumidores via SDMT.

$$\%n = \frac{((\%a * Sc) + (\%m * Cc))}{Sc} * 100 \quad (3.1)$$

Sendo:

$\%n$ = Novo percentual de transferência de carga/clientes via SDMT;

$\%a$ = Antigo percentual de transferência de carga/clientes via SDMT;

$\%_m$ = Percentual de carregamento remanescente;

Sc = Saldo de clientes SE existente;

Cc = Clientes cedidos para nova SE.

Como exemplo de aplicação, considere que, na Figura 17 a SE 1 possua 25.000 clientes, e que o percentual existente de transferência de carga via SDMT para a SE 2 seja de 30 %, e que a capacidade de carga nominal do novo alimentador da SE 3 seja de 10 MVA. Levando-se em conta o disposto em [C14], o máximo carregamento permitido para o novo alimentador, em condições normais, é de 60 %, neste caso 6 MVA, e que a demanda média dos consumidores da região seja de 0,6 kVA. Então, quando a SE 3 entrar em operação a mesma assumirá no máximo 10.000 clientes da SE 1 ficando esta última com um saldo de 15.000 clientes, restando 40% de capacidade de carga disponível no alimentador da SE 3 para atendimento a contingências. Aplicando uma regra de três simples é possível estabelecer o percentual de carregamento remanescente de 66% que, multiplicado pelo número de clientes cedidos, dá o montante de clientes que o novo alimentador pode atender em contingências. Entrando com esses dados na Equação 3.2 é possível calcular o novo percentual de transferência de clientes da SE 1.

$$\%n \text{ SE 1} = \frac{((0,3 * 15.000) + (0,66 * 10.000))}{15.000} * 100 = 74 \% \quad (3.2)$$

Portanto, na avaliação de confiabilidade da SE 1, após a entrada em operação da nova SE 3, o percentual de transferência de clientes da SE 1 passará de 30 % para 74 %, diminuindo assim o DEC do sistema ou conjunto elétrico formado pelas SEs 1, 2 e 3 durante as contingências.

3.4 Análise de Confiabilidade para Sistemas em Anel

Os sistemas de subtransmissão de energia podem ter topologias radiais ou em anel. O sistema em anel, também conhecido como sistema malhado, apresenta redundâncias em seus circuitos de atendimento as cargas, logo, os mesmos devem ser avaliados também para cortes de ordem superior à unitária, aumentando assim a

complexidade da análise. A seguir são apresentadas as metodologias empregadas para determinação dos caminhos mínimos, dos conjuntos mínimos de corte e finalmente dos índices de confiabilidade para sistemas com essa característica. Valendo ressaltar que as equações são provenientes de aproximações e premissas estabelecidas, o que é detalhado no item 2.2.4.

3.4.1 Determinação dos Caminhos Mínimos

A partir da leitura de um arquivo de texto **.pwf** conforme Figura 18 contendo os parâmetros elétricos e topológicos de um sistema como o da Figura 19, e de um arquivo contendo o seu diagrama (por exemplo **.lst**), o programa desenvolvido possui uma rotina que monta um grafo contendo todos os nós do sistema. Em seguida, o analista ou planejador, especifica para o programa quem são os nós fonte e carga do qual partem os caminhos mínimos.

```

DBAR
(Num) OETGb ( nome ) Gl ( V ) ( A ) ( Pg ) ( Qg ) ( Qn ) ( Qm ) ( Bc ) ( Pl ) ( Ql ) ( Sh ) Are ( Vf ) M
1 L 209SE_01_RB138 1045 0.125.5-13.4 -99. 99. 7051000
2 L 09SE_02_138KV 1017-6.4 7071000
3 L 09SE_03_138KV 982-14. 7071000
4 L 09SE_04_138KV 989-16. 7071000
13 L 03SE_04_LOAD_A 1030-23. 15.13.751 7071000
14 L 03SE_04_LOAD_B 1030-23. 15. 7. 7071000
99999
DLIN
(De) d O d (Pa) NcEP ( R% ) ( X% ) (Mvar) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bc) (Cn) (Ce) Ns (Cq) (1)
1 2 1 6.1 16.5 4. 125.125. 125.
1 2 2 8. 20.5 5.2 125.125. 125.
2 3 1 7.39 19.5 4.616 72. 83. 72.
4 3 1 4.2 11.06 2.615 64. 69. 64.
4 13 1 81.65 .9831 .9 1.1 -13 25. 25.32 25.
4 14 1 77.06 .9593 .9 1.1 -14 25. 25.32 25.
13 14 1DT .001
99999
FIM

```

Figura 18 Exemplo de Arquivo de Texto .pwf ANAREDE@CEPEL

Na Figura 19 está representado de forma simplificada um diagrama elétrico do sistema de subtransmissão que atende a SE 04.

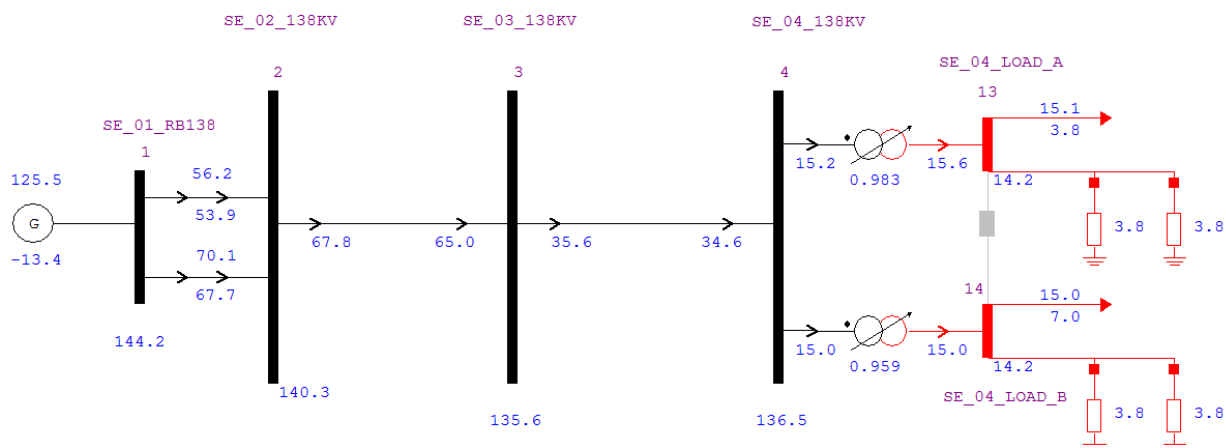


Figura 19 Exemplo de Circuito para Determinação dos Caminhos Mínimos

Na Figura 20 tem-se um grafo com os nós do sistema de subtransmissão da Figura 19, onde os nós vermelhos representam as barras de 138 kV e os amarelos as barras de carga de 13,8 kV. Nota-se que entre cada nó estão especificados os ramos com a numeração dos elementos barra DE barra PARA.

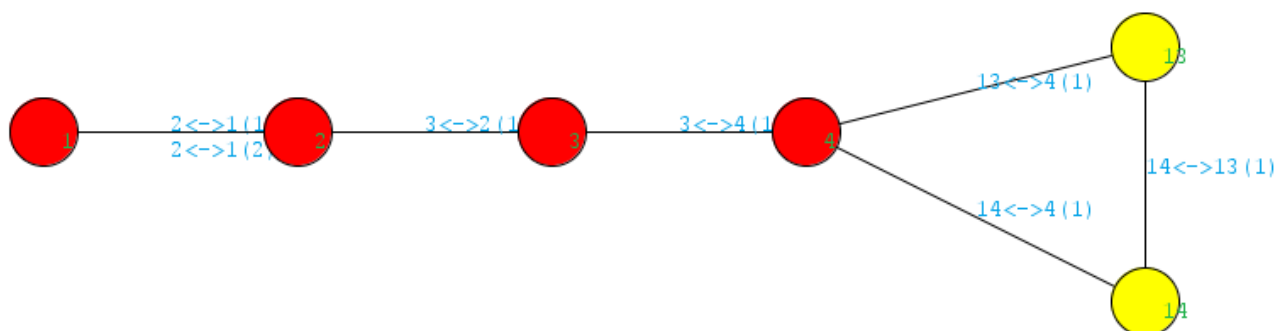


Figura 20 Exemplo de Grafo para Visualização dos Caminhos Mínimos

A partir da barra de carga 13 encontram-se os caminhos mínimos, conforme Tabela 4, sendo quatro caminhos possíveis da carga para a fonte, dois NFs e dois que passam pelas chaves NAs.

Tabela 4 - Caminhos Mínimos Barra de Carga 13

Caminhos		Número dos Ramos				Chaves
1	13<->4	3<->4	3<->2	2<->1		NF
2	13<->4	3<->4	3<->2	2<->1		NF
3	14<->13	14<->4	3<->4	3<->2	2<->1	NA
4	14<->13	14<->4	3<->4	3<->2	2<->1	NA

Então, conforme Tabela 5, constrói-se uma matriz somente com os caminhos NF, onde as colunas representam os ramos e para cada associação de caminho e ramo, ou seja, linha e coluna preenche-se a matriz com S caso o ramo pertença ao caminho, e N caso contrário.

Tabela 5 - Matriz dos Caminhos Mínimos Barra de Carga 13

Caminhos NF	Ramos				
	13<->4	3<->4	3<->2	2<->1(1)	2<->1(2)
1	S	S	S	S	N
2	S	S	S	N	S

3.4.2 Determinação dos Conjuntos Mínimos de Corte

Uma vez determinados os caminhos mínimos, definem-se os conjuntos mínimos de corte, realizando-se uma varredura das colunas de uma em uma, e o ramo que possuir todas as linhas iguais a S será considerado um conjunto de 1^a ordem. Para as ordens superiores realiza-se uma associação de lógica “OU” entre as colunas, sendo a quantidade de colunas associadas definida pela ordem em análise, como exemplo, para 2^a ordem são associadas de duas em duas colunas, e aquela que resultar em todos os elementos iguais a S será um conjunto de corte mínimo de 2^a, 3^a ou ordem superior.

Tabela 6 - Conjuntos Mínimos de Corte Barra de Carga 13

Evento	Ordem do Conjunto	Ramos
1	1 ^a	13<->4
2	1 ^a	3<->4
3	1 ^a	3<->2
4	2 ^a	2<->1 2<->1

Para o sistema IEEE-RBTS Barra 4 pode-se realizar as análises até a 3^a ordem. Para o sistema de subtransmissão de 18 barras, utilizado como exemplo neste trabalho, limita-se à 2^a ordem, uma vez que para a configuração proposta não há ocorrência de ordens acima desta.

3.4.3 Índices de Confiabilidade

A partir da associação da Tabela 6 com os parâmetros especificados no item 3.4 e presentes nos Anexos B e C, aplicam-se as equações a seguir para o cálculo dos índices de confiabilidade estrutural do sistema.

3.4.3.1 Equações Aplicadas nos Conjuntos de Corte de 1^a Ordem

As equações 3.3 a 3.8 são aplicadas nos conjuntos de 1^a ordem para o cálculo dos indicadores equivalentes série.

$$U_{T_{1st}} = \sum_{i=1}^n \left((\lambda_{p_i} r_{p_i} + \lambda_{t_i} r_{t_i}) * (1 - \%m_i) + ((\lambda_{p_i} + \lambda_{t_i}) * \%m_i * T_i) \right) \quad (3.3)$$

$$DEC_{Est.1st} = \sum_{i=1}^n cons. \left((\lambda_{p_i} r_{p_i} + \lambda_{t_i} r_{t_i}) * (1 - \%m_i) + ((\lambda_{p_i} + \lambda_{t_i}) * \%m_i * T_i) \right) \left[\frac{cons.hora}{ano} \right] \quad (3.4)$$

$$DEC_{Est.1st} = \frac{DEC_{Est}}{cons.} \left[\frac{hora}{ano} \right] \quad (3.5)$$

$$ENS_{1st} = \sum_{i=1}^n D \left((\lambda_{p_i} r_{p_i} + \lambda_{t_i} r_{t_i}) * (1 - \%m_i) + ((\lambda_{p_i} + \lambda_{t_i}) * \%m_i * T_i) \right) \left[\frac{MWh}{ano} \right] \quad (3.6)$$

$$AENS_{1st} = \frac{EENS}{cons.} \left[\frac{MWh}{cons.ano} \right] \quad (3.7)$$

$$FEC_{1st} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\lambda_{p_i} + \lambda_{t_i}}{cons} \right) \left[\frac{falhas}{cons.ano} \right] \quad (3.8)$$

Sendo:

$\sum_{i=1}^n$ Somatório dos equivalentes séries;

$\sum_{i=1}^k$ Somatório dos equivalentes paralelos;

- cons.** Quantidade total de consumidores do ponto de carga analisado;
- λ_p** Taxa de falha para eventos permanentes [falhas/ano];
- λ_t** Taxa de falha para eventos temporários [falhas/ano];
- r_p** Tempo médio para substituição dos equipamentos [horas];
- r_t** Tempo médio para reparo dos equipamentos [horas];
- T** Tempo médio para manobra sem disjuntor ou chave motorizada [horas];
- %m** Percentual de transferência de carga via SDAT ou SDMT;
- U_T** Indisponibilidade total para determinando ponto de carga [horas/ano];
- D** Demanda média do ponto de carga analisado [MW];
- ENS** Energia não suprida [MWh/ano];
- AENS** Energia que em média não foi suprida por consumidor [MWh/cons.ano];
- DEC_{Est.}** DEC Estrutural [horas/cons.ano];
- FEC** Frequência equivalente de interrupção por consumidor [falhas/cons.ano].

3.4.3.2 Equações Aplicadas nos Conjuntos de Corte de 2ª Ordem

As equações 3.9 a 3.14 são aplicadas nos conjuntos de 2ª ordem para o cálculo dos indicadores equivalentes paralelo.

$$U_{T_{2st}} = \sum_{i=1}^k \left(\frac{(\lambda_{1p} \lambda_{2t} r_{1p} r_{2t} + \lambda_{1t} \lambda_{2p} r_{1t} r_{2p})(1 - \%m) + (\lambda_{1p} \lambda_{2p} T^2) \%m}{8760} \right)_i \left[\frac{h}{ano} \right] \quad (3.9)$$

$$DEC_{Est.2st} = \sum_{i=1}^k cons. \left(\frac{(\lambda_{1p} \lambda_{2t} r_{1p} r_{2t} + \lambda_{1t} \lambda_{2p} r_{1t} r_{2p})(1 - \%m) + (\lambda_{1p} \lambda_{2p} T^2) \%m}{8760} \right)_i \left[\frac{cons. hora}{ano} \right] \quad (3.10)$$

$$DEC_{Est.2st} = \frac{DEC_{Est}}{cons} \cdot \left[\frac{hora}{ano} \right] \quad (3.11)$$

$$ENS_{2st} = \sum_{i=1}^k D \left(\frac{(\lambda_{1p} \lambda_{2t} r_{1p} r_{2t} + \lambda_{1t} \lambda_{2p} r_{1t} r_{2p})(1 - \%m) + (\lambda_{1p} \lambda_{2p} T^2) \%m}{8760} \right)_i \left[\frac{MWh}{ano} \right] \quad (3.12)$$

$$AENS_{2st} = \frac{ENS}{cons} \cdot \left[\frac{MWh}{cons. ano} \right] \quad (3.13)$$

$$FEC_{2st} = \sum_{i=1}^k \left(\frac{\lambda_{1p} \lambda_{2t} (r_{1p} + r_{2t}) + \lambda_{1t} \lambda_{2p} (r_{1t} + r_{2p})}{8760h. cons} \right)_i \left[\frac{falhas}{cons. ano} \right] \quad (3.14)$$

Para se alcançar os índices globais do sistema realiza-se o somatório dos equivalentes séries, formando pelos conjuntos mínimos de corte de 1ª ordem, com os equivalentes paralelos provenientes dos conjuntos mínimos de corte de 2ª ordem. Ressalta-se que, conforme exposto no item 2.2.4, as equações propostas derivam de aproximações do método de Markov e da abordagem de frequência e duração.

3.5 Análise da Confiabilidade para Sistemas Radiais

A seguir, e de forma complementar, é apresentada uma metodologia que simplifica a análise de confiabilidade em um sistema quando o mesmo é predominantemente radial. Essa metodologia é utilizada no exemplo do sistema de 18 barras.

3.5.1 Representação do Sistema em Árvore de Conexões

Para sistemas predominantemente radiais conforme Figura 21, pode-se utilizar uma representação em árvore para facilitar a visualização e determinação das correlações entre as subestações (SEs) e as linhas de subtransmissão (LDs)

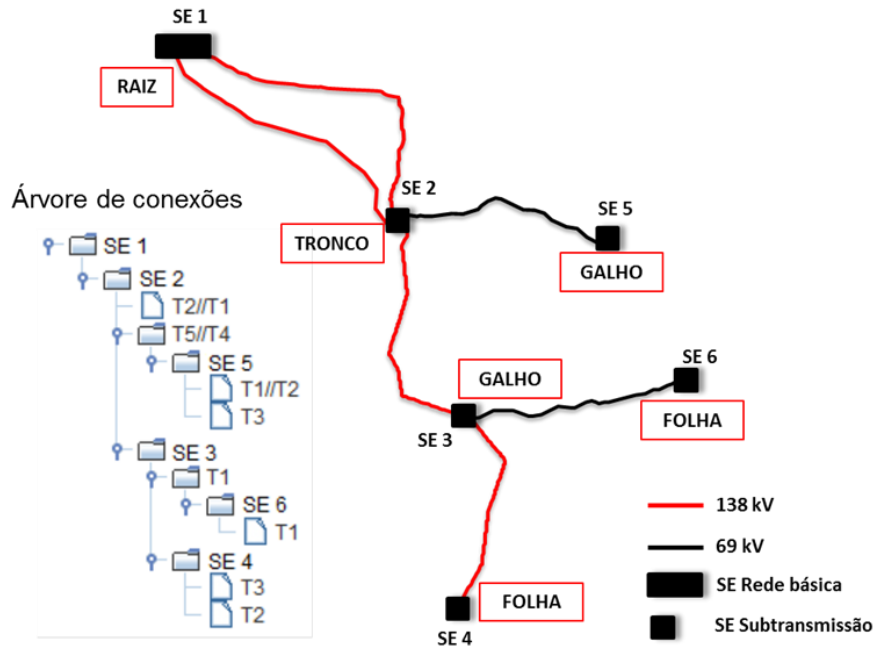


Figura 21 Representação em Árvore de um Sistema Radial. Fonte: [SPSVSI16]

Onde:

- A árvore é formada pelas siglas das SEs (facilitando a automação do processo de busca de dados);
- As raízes das árvores são formadas por SEs que atendam a alguma destas condições:
 - a) Sejam alimentadas pela Rede Básica: SE 1(fronteira entre a transmissão e subtransmissão);
 - b) Sejam alimentadas por mais de uma Linha “forte” (que atenda ao critério de segurança N-1);
 - c) Que estejam conectadas a anéis “fortes” (que atenda ao critério N-1);
- Os troncos são formados pelas SEs a jusante das SEs raízes;
- Os galhos são formados pelas SEs a jusante das SEs tronco;
- As folhas são formadas pelas SEs a jusante das SEs galho;
- Quando uma SE estiver conectada a um anel que não atenda ao critério N-1, o cálculo é realizado considerando o montante de carga máximo que o sistema remanescente suporta após a abertura do anel (saída de um de seus elementos). Esse montante máximo de carga é obtido através de simulação de fluxo de potência. O montante de carga, não atendido depois de esgotados os recursos de transferência, é gerador de DEC.

3.5.2 Cômputo do DEC Estrutural

O cálculo do DEC Estrutural é realizado para cada elemento, linhas de distribuição ou transformadores, que podem levar à interrupção do fornecimento de energia do ponto de carga analisado [SPSVSI16], descontando-se do número total de consumidores atingidos aqueles que podem ser atendidos através de transferências de carga pelo SDAT ou SDMT. A Equação 3.15, que define a forma base para o cálculo do DEC histórico (realizado), evoluiu para a Equação 3.16 para o cálculo do DEC Estrutural (futuro), destacando-se, como parâmetro crucial na diferenciação entre ambas, as taxas de falha dos elementos:

$$DEC = \left(\frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) \times t(i)}{Cc} \right) \quad (3.15)$$

$$DEC_{Estrutural} = \frac{[(Total\ Cons._{SE} - Cons._{Transf.}) \times \lambda \times TMR] + Cons._{Transf.} \times \lambda \times TRF}{Total\ Cons._{SE}} \quad (3.16)$$

Onde:

- *Total Cons._{SE}*: Número de consumidores que são atendidos pela SE;
- *Cons. Transf.*: Número de consumidores que podem ser atendidos via transferência na AT ou MT e/ou elementos remanescentes (LD ou Transformador);
- λ : Taxa de falha de linha [falhas/km.ano] ou transformador [falha/ano];
- *TMR*: Tempo médio de reparo para o restabelecimento;
- *TRF*: Tempo médio de transferência da carga;

A Figura 22 apresenta um exemplo do atendimento aos clientes através de um trecho radial, com dois transformadores operando em paralelo, onde o DEC da SE é calculado conforme Equação 3.17, através do somatório dos DEC's para cada elemento que compõe o sistema.

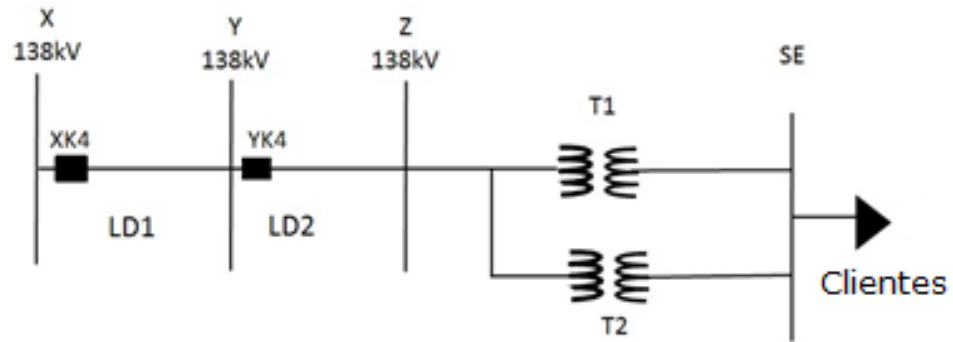


Figura 22 Topologia Radial e Dois Trafos em Paralelo. Fonte: [SPSVSI16]

$$DEC_{Estrut.SE} = DEC_{LD1} + DEC_{LD2} + DEC_{Trafo} \quad (3.17)$$

Para determinadas topologias de subestações, têm-se variações no cálculo do DEC. Essas diferenças são mostradas na Figura 23, que considera o atendimento das cargas por um único transformador (topologia A), por mais de um transformador conectados em barras separadas (topologia B), na mesma barra e sem dispositivo de proteção individual (topologia C), e finalmente com proteção individualizada (topologia D):

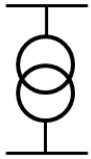
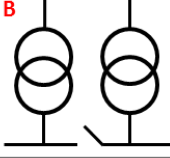
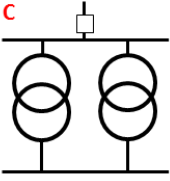
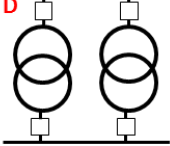
Topologias	Coluna 1 Taxa de falha	Coluna 2 Tempo de reparo transformador	Coluna 3 Tempo de transf. Remanescente	Coluna 4 Tempo de manobra via MT
A 	β	$\left[T_R \underbrace{(1-m)}_{\text{consumidores não-transferíveis}} \right]$	+	$\left[\underbrace{T_M m}_{\text{transferência via MT}} \right] N_{cons}$
B 	2β	$\left[T_R \underbrace{(1-a_D-m)}_{\text{consumidores não-transferíveis}} \right]$	$+ \left(\underbrace{T_{A,T} a_D}_{\text{transferência via manobra}} \right)$	$\left[+T_M m \right] N_{cons}$
C 	2β taxa de falha de um trafo OU outro	$\left[T_R \underbrace{(1-a_R-m)}_{\text{consumidores não-transferíveis}} \right]$	$+ \left(\underbrace{T_I a_R}_{\text{transferência depois de isolado}} \right)$	$\left[+T_M m \right] N_{cons}$
D 	β	$\left[T_R \underbrace{(1-a_R-m)}_{\text{consumidores não-transferíveis}} \right]$		$\left[+T_M m \right] N_{cons}$

Figura 23 Topologias de Conexões de Transformadores. Fonte: [SPSVSI16]

A definição detalhada de cada parâmetro da Figura 23 é apresentada no item 3.5.3 referente ao algoritmo utilizado no programa.

O que se pretende mostrar é que para a topologia A, no caso de falha daquele transformador, não há possibilidade de transferir os consumidores deste para outro remanescente, sendo viável apenas a transferência para outra SE via SDMT e por isso a coluna 03 (Tempo de transferência para o transformador remanescente) está vazia. Para a topologia D a coluna 03 também está vazia, pois há um disjuncter para cada transformador, o que provoca o isolamento instantâneo do elemento defeituoso, podendo considerar o tempo de transferência igual a zero e os consumidores continuam a ser atendidos pelo transformador remanescente. Já para as topologias B e C, no caso de falha de um dos elementos, é necessário contabilizar o tempo de deslocamento de uma equipe para isolamento do equipamento defeituoso e transferência dos consumidores afetados para o outro transformador ou para outra SE via SDMT. Vale ressaltar que a quantidade de consumidores transferíveis depende da

capacidade de carga tanto do transformador remanescente, quanto da rede do SDMT e da subestação que receberá essas cargas.

Para demonstrar numericamente a diferença entre as topologias, segue exemplo de cálculo do DEC estrutural através da aplicação das equações presentes na Figura 23 e próprias a cada uma das topologias, onde:

$\beta=0,01044$ [falhas/ano], $T_R = 60$ [horas], $T_{mm} = 3$ [horas], $T_{aD}= 2$ [horas], $T_{aR}=1$ [hora], $m= 30 \%$; $a_R=50\%$, $a_D=50\%$ e $cons.=10.000$ [consumidores].

As expressões utilizadas para o cálculo do DEC estrutural, para as topologias A e D, estão com espaçamentos entre alguns termos para evidenciar quais parâmetros não são utilizados em relação às demais, destacando-se a influência destes no DEC. Vale destacar que os resultados são dados em [cons.h/ano], bastando dividir pelo número de consumidores total do ponto de carga para encontrar em [h/ano].

$$\begin{aligned} DEC_{\text{Topologia A}} &= 0,01044*[60*(1-0,3) + (3*0,3)]*10.000= 4.479[\text{cons.h/ano}]; \\ DEC_{\text{Topologia B}} &= 2*0,01044*[60*(1-0,3-0,5)+(2*0,5+3*0,3)]*10.000= 2.902[\text{cons.h/ano}]; \\ DEC_{\text{Topologia C}} &= 2*0,01044*[60*(1-0,3-0,5)+(1*0,5+3*0,3)]*10.000= 2.798[\text{cons.h/ano}]; \\ DEC_{\text{Topologia D}} &= 0,01044*[60*(1-0,3-0,5)+ (3*0,3)]*10.000= 1.347[\text{cons.h/ano}]. \end{aligned}$$

Seguem as análises dos resultados:

A topologia A, com um único transformador e tendo apenas a possibilidade de transferência de carga via SDMT, obteve o maior valor de $DEC_{\text{estrutural}}$, logo, é a de menor confiabilidade;

As topologias B e C apresentaram resultados parecidos e uma confiabilidade intermediária entre as demais, pois, apesar de possuírem dois transformadores em paralelo, não possuem proteção individualizada, logo, a falha de um elemento retira o outro de operação duplicando assim a taxa de falha. Sendo ainda necessário o deslocamento de equipe a SE para, no caso da topologia B isolar o transformador defeituoso e fechar a chave NA para transferência da carga para o remanescente, e para o caso da topologia C, apenas isolar transformador remanescente;

Já a topologia D, por apresentar dois transformadores com proteção individualizada e ter a flexibilidade de se transferir carga tanto para o transformador remanescente quanto para o SDMT, tem o menor valor de $DEC_{\text{estrutural}}$, portanto, é a de maior confiabilidade.

3.5.3 Algoritmo e Linguagem Computacional

Desenvolveu-se uma rotina em Java em que é possível inserir os dados do sistema a que se queira avaliar a confiabilidade e efetuarem-se os cálculos descritos no item 3.5.2. Para fins computacionais, as fórmulas apresentadas foram agrupadas e expandidas, assumindo a forma da Equação 3.18. Vale ressaltar que o termo $m\%$, presente nas Equações 3.3 e 3.9, refere-se aos percentuais de transferências de cargas via SDAT e SDMT. Já na Equação 3.18, esses percentuais aparecem de forma explícita através dos termos a_L , a_D , a_R e a_S , e representam todas as possibilidades de transferências de cargas durante contingências no sistema.

$$\begin{aligned}
 DEC_{SE} &= DEC_{LD} + DEC_{TD} \\
 &= \sum_{LD} \left\{ \lambda_{LD} l_{LD} [T_{R,L}(1 - a_L) + T_{A,L} a_L] \sum_{AI \in SE} \#cons_{AI} \right\} \\
 &+ \sum_{TS} \left\{ \#_S \beta_{SE} [T_{R,T}(1 - a_R - a_S) + T_{A,T} a_S] \sum_{AI \in SE} \#cons_{AI} \right\} \\
 &+ \sum_{GT \in SE} \left\{ \#_D \beta_D [T_{R,T}(1 - a_R - m - a_D) + T_M m + T_{A,T} a_D] \sum_{AI \in GT} \#cons_{AI} \right\}
 \end{aligned} \tag{3.18}$$

Onde:

- **DEC_{SE}** : DEC da subestação (ponto de carga analisado);
- **DEC_{LD}** : DEC das linhas do SDAT;
- **DEC_{TD}** : DEC dos transformadores;
- **GT** :: Grupo de transformadores da SE (ponto de carga analisado) postos em paralelo;
- **LD** : Linhas de distribuição do SDAT a montante da SE (ponto de carga analisado);
- **TS** : Grupo de autotransformadores do SDAT a montante da SE (ponto de carga analisado);
- **AI** : Alimentador do SDMT a jusante da SE (ponto de carga analisado);
- **λ_{LD}** : Taxa de falha por km da LD que liga a SE ao seu pai (à montante) na árvore;

- l_{LD} : Comprimento da LD que liga a SE ao seu pai na árvore;
- β_{SE} : Taxa de falha do autotransformador do SDAT na SE pai. Esse valor pode ser igual à zero se, a SE é abastecida com o mesmo nível de tensão que sua SE pai, ou conter até dois termos (a adequação de tensão é feita por dois autotransformadores);
- β_D : Taxa de falha dos transformadores da SE ou ponto de carga analisado;
- α_R : Porcentagem de consumidores que são transferidos automaticamente (remanescente paralelo direto), dado por:

$$\alpha_R = \frac{\sum_T adm_T - \frac{\sum_T adm_T}{\#T}}{\sum carr} \quad (3.19)$$

- $admT$: Potência admissível do transformador remanescente;
- $carr$: Carregamento total da SE;
- $\#T$: Total de transformadores da SE;
- α_D : Porcentagem de consumidores transferíveis para o transformador remanescente indireto (via manobra);
- α_S : Porcentagem de consumidores transferíveis para o autotransformador remanescente indireto (via manobra);
- α_L : Porcentagem de consumidores transferíveis via SDAT no caso de perda da LD;
- m : Percentual de consumidores transferíveis via SDMT;
- T_M : Tempo de transferência via SDMT;
- $T_{R,L}$: Tempo de reestabelecimento das LDs;
- $T_{A,L}$: Tempo de transferência via SDAT no caso de falha de LD para SEs radiais;
- $T_{R,T}$: Tempo de reestabelecimento de transformador (função da distância da SE, da tensão e potência do transformador);
- $T_{A,T}$: Tempo de transferência para o transformador remanescente;
- $\#_D$: Número de transformadores da SE postos em paralelo num dado grupo;
- $\#_S$: Número de autotransformadores postos em paralelo;
- $\#cons_{Al}$: Número de consumidores de um alimentador.

Ao se calcular o DEC estrutural para o ponto de carga desejado leva-se em conta que, para cada evento de falha de determinado elemento que compõe o caminho mínimo NF deste ponto, terá prioridade, no termo da Equação 3.18 que se refere ao DEC relativo ao tempo para as transferências de carga, as manobras de menor tempo, e caso a mesma não seja suficiente para transferir toda a carga, utiliza-se a próxima manobra disponível para transferir a carga remanescente e se alcançar um percentual máximo de transferência possível. Enfatiza-se que somente são consideradas as manobras que o tempo de execução é menor que o tempo de reparo do elemento sob falha.

3.5.4 Definição de Meta para o Indicador DEC

A metodologia para cálculo de DEC estrutural para sistemas radiais será utilizada para avaliar o sistema de 18 barras existente e o planejado, logo, se faz necessário estabelecer uma meta para este indicador, tornando possível assim determinar a eficácia das obras propostas.

A Aneel define metas anuais para o DEC de cada conjunto ou subestação, referindo-se ao desempenho total dos sistemas de AT e MT.

Estas metas são estipuladas através de uma média do desempenho anual de um grupo de distribuidoras. Conforme Figura 24, as metas são decrescentes ao longo do tempo, uma vez que, com os investimentos para melhoria de confiabilidade dos sistemas, a tendência é de diminuição do DEC apurado ao longo dos anos.

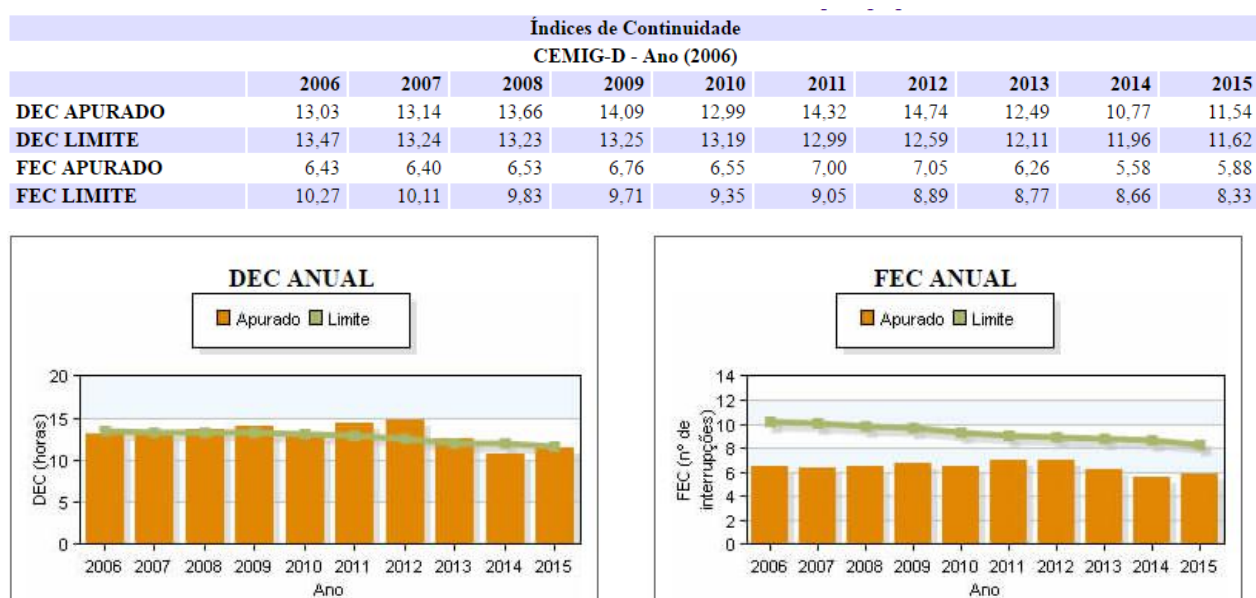


Figura 24 Desempenho do DEC e FEC Cemig de 2006 a 2015 – Fonte: [A17]

Segundo [A16] as distribuidoras devem registrar todas as ocorrências emergenciais, discriminando, dentre outras informações, o fato gerador do evento e a duração. Desta forma, a partir desses registros históricos, é possível calcular o DEC devido a essas ocorrências, já estratificado entre o DEC acidental de AT, ou seja, em função de eventos não programados ocorridos no SDAT, e o DEC acidental total.

As distribuidoras também, visando atender a meta estabelecida pela Aneel para o DEC geral conforme Figura 24, definem uma meta interna anual para o DEC programado e para o DEC acidental.

Vale salientar que os estudos de planejamento do (SDAT) contemplam dois horizontes definidos anualmente:

- a) Planejamento de curto e médio prazo (cinco anos);
- b) Planejamento de longo prazo (dez anos).

Então, ao se estabelecer metas para o DEC interno, deve-se levar em conta para qual horizonte o sistema está sendo avaliado, verificar a tendência deste indicador, e aplicar a taxa de variação para estimar a meta para o final do horizonte planejado.

Mediante as considerações anteriores, a meta interna do DEC acidental de AT, para condições sistêmicas atuais e planejadas, é calculada conforme a seguir:

- 1º. Calcula-se qual a relação percentual entre as médias históricas do DEC acidental de AT/ DEC acidental total (% A/T);
- 2º. Verifica-se qual a meta do DEC acidental interno estabelecido pela distribuidora para o conjunto elétrico a ser avaliado;
- 3º. Calcula-se a meta atual do DEC acidental de AT aplicando a relação % A/T sobre a meta do DEC acidental interno;
- 4º. Calcula-se a taxa de variação da meta do DEC registrada ao longo dos anos para se chegar à meta no final do ciclo planejado.

Segue exemplo de cálculo da meta do DEC acidental de AT, para a SE 4 da Figura 21, levando em conta que o sistema será avaliado para a condição atual e para o final do horizonte planejado:

Para a condição sistêmica existente – ano 2017

- a) Meta atual do DEC interno acidental total para a SE 4 = 12,75 horas/ano;
- b) DEC acidental de AT em relação ao DEC acidental total % A/T = 9,0 %;

Portanto,

Meta DEC accidental de AT SE $4_{2017} = (12,75 \text{ horas} * 0,09) = 1,15 \text{ horas/ano}$.

Para o final do horizonte planejado – ano 2026

Analisando o comportamento do gráfico presente na Figura 24 chega-se a uma taxa de variação anual da meta do DEC total de $-0,185 \text{ h/ano}$. Considerando que as obras propostas devem proporcionar uma melhoria no sistema que mantenha o DEC accidental de AT dentro da meta até 2026, ou seja, 10 anos. Temos:

Meta DEC accidental de AT SE $4_{2026} = (\text{Meta}_{2017} + (\text{Anos} - (\text{taxa var.} * \% \text{AT/T})))$

Meta DEC accidental de AT SE $4_{2026} = (1,15 + (10 * (-0,185 * 0,09))) = 0,98 \text{ horas/ano}$.

3.6 Conclusões

Para sistemas com características diferentes, têm-se abordagens e metodologias também diferenciadas. Como exemplo, o sistema IEEE – RBTS Barra 4, Figura 25, apresenta maior redundância e atende aos critérios de segurança N-1 ou acima, logo, se deve analisá-lo através da metodologia dos conjuntos mínimos de corte de 1ª a 2ª ordens. Já outro sistema aqui avaliado, o SDAT 18 barras, Figura 27, tem característica predominantemente radial, logo, pode-se utilizar o método para cálculo de DEC. Além disso, é necessário ficar atento às características estruturais, tais como, o material utilizado na construção das torres de subtransmissão, os dispositivos de manobras, chaves e disjuntores, e os níveis de potência e tensão nominais, que têm impacto nos valores das taxas de falha, nos tempos de manobras, reparo e substituição, consequentemente na eficiência da metodologia aplicada, chegando-se assim a uma predição mais acertada dos indicadores de continuidade.

CAPÍTULO 4 – APLICAÇÃO DO MÉTODO E RESULTADOS

4.1 Introdução

Realiza-se no item 4.2 a validação da metodologia proposta através da aplicação da mesma sobre o sistema teste IEEE- RBTS barra 4 [ABSGS91] e a comparação dos resultados alcançados. Também é demonstrado o efeito proporcionado nos indicadores quando se considera a possibilidade de se transferir cargas entre as subestações através dos alimentadores interligáveis do SDMT.

A seguir, no item 4.3, é utilizado como exemplo o SDAT 18 Barras, onde será avaliada a confiabilidade de atendimento às barras de carga (subestações). A partir dos resultados é estabelecido um ranking de quais estruturas estão com o DEC estrutural acima da meta estabelecida, e então, são definidas alternativas de obras para melhoria da confiabilidade destas estruturas, sendo avaliado o sistema planejado.

4.2 Sistema de Teste IEEE – RBTS Barra 4

O sistema IEEE – RBTS Barra 4 foi desenvolvido para ser utilizado nas validações dos estudos de confiabilidade, incluindo as principais características tanto do SDAT quanto do SDMT, inclusive os alimentadores interligáveis que possibilitam as conexões entre as subestações através das chaves NA, além de todos os dados necessários aos cálculos. Neste tópico são apresentadas as premissas, a topologia, os caminhos mínimos, os conjuntos mínimos de corte e a validação da metodologia proposta nesta dissertação. Os dados utilizados nos cálculos estão presentes no Anexo B.

4.2.1 Premissas

Inicialmente, na análise de confiabilidade do sistema teste IEEE – RBTS Barra 4 da Figura 25, os índices são calculados para as barras de carga de 11 kV (SP1, SP2 e SP3), onde os elementos que estão sujeitos a falha são apenas as barras de 11 e 33 kV, e as linhas e transformadores que interligam as mesmas, sendo desprezada qualquer falha na geração, transmissão e nos alimentadores de 11 kV.

Em seguida, é levada em consideração a possibilidade de transferência de carga entre as subestações através dos alimentadores interligáveis do SDMT. Considera-se também as restrições de carga das linhas e transformadores do SDAT, bem como dos alimentadores do SDMT, os demais circuitos não possuem qualquer restrição de carga.

4.2.2 Análise sem Transferência de Carga via SDMT

Na Figura 25 estão representados apenas os elementos da subtransmissão, ou seja, as linhas e transformadores de 33 - 11 kV, os disjuntores e as 3 barras de cargas de 11 kV do sistema IEEE-RBTS Barra 4.

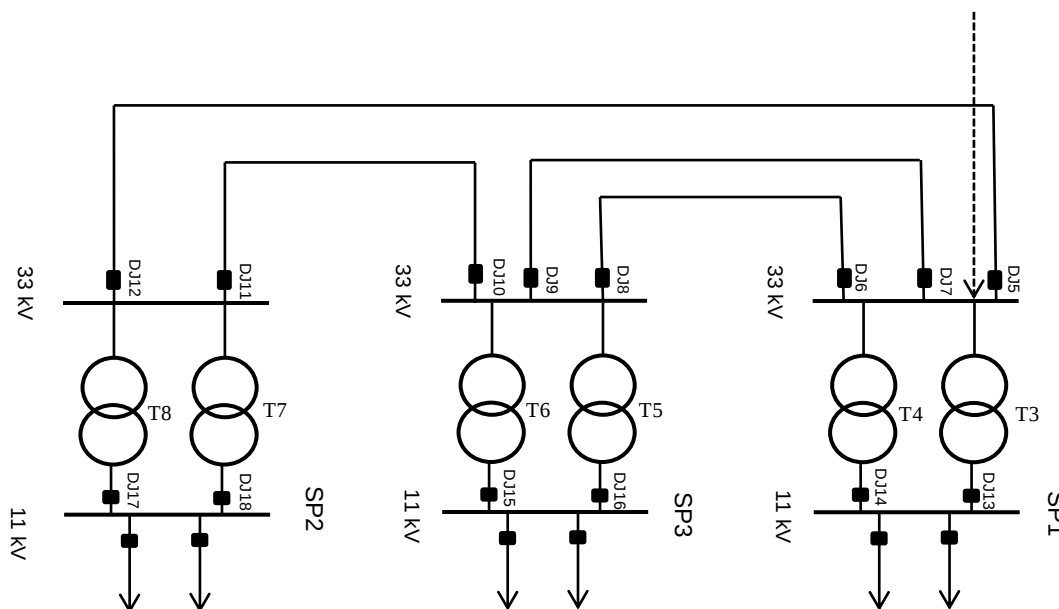


Figura 25 Sistema de Subtransmissão IEEE – RBTS Barra 4. Fonte: [BGG91]

Seguindo a sequência de aplicação da metodologia, os dados elétricos e a topologia do sistema são inseridos no Anarede® Cepel, gera-se um arquivo de texto de extensão .pwf e em seguida o programa desenvolvido nesta dissertação lê este arquivo e gera as tabelas com os caminhos mínimos.

Como exemplo, a Tabela 7 apresenta os caminhos mínimos partindo da barra de carga SP1. Os demais caminhos mínimos e conjuntos mínimos de corte estão representados nos Anexos D e E.

Tabela 7 - Caminhos Mínimos – Sistema RBTS Barra 4 – SP1

Caminhos		Ramos		
I	SP1_11KV	DJ 13	T3 33-11 KV	SP1_33KV
II	SP1_11KV	DJ 14	T4 33-11 KV	SP1_33KV

Após esta etapa o programa cria uma matriz conforme Tabela 8 demonstrando em quais caminhos cada elemento está presente, os caminhos que passam por determinado elemento são identificados com a letra S e os demais com N.

Tabela 8 - Matriz dos Caminhos NF – RBTS Barra 4 – SP1

Caminhos	Elementos					
	SP1_11KV	DJ 13	T3 33-11 KV	SP1_33KV	DJ 14	T4 33-11 KV
I	S	S	S	S	N	N
II	S	N	N	S	S	S

Uma vez definidas as correlações entre os caminhos e elementos, aplicam-se as associações entre as linhas e colunas, definindo-se assim os conjuntos de corte mínimo. Na Tabela 9 estão discriminados os conjuntos para a barra SP1, não considerando a possibilidade de transferência de carga via SDMT e restrições de carga dos elementos remanescentes. Desta forma é possível comparar os valores dos índices obtidos através da metodologia proposta com os descritos em [BGG91].

Vale ressaltar que as barras de 11 kV e 33 kV são os únicos elementos a provocarem cortes de 1ª ordem.

Tabela 9 - Conjuntos Mínimos de Corte – RBTS Barra 4 – SP1

Evento	Ordem	Conjuntos de Corte Mínimo	
1	1 ^a	SP1_11 KV	
2	1 ^a	SP1_33 KV	
3	2 ^a	DJ13	DJ14
4	2 ^a	T3 33-11 KV	DJ14
5	2 ^a	DJ13	T4 33-11 KV
6	2 ^a	T3 33-11 KV	T4 33-11 KV

Através da Tabela 10 é possível comparar os índices de confiabilidade sistêmicos, obtidos através da metodologia descrita nessa dissertação, com os resultados informados em [ABSGS91]. Observa-se que os desvios percentuais entre os resultados são próximos de zero, validando-se assim a metodologia proposta. Constata-se também que os indicadores U e DEC obtiveram os mesmos valores. Isso se deve ao fato que o sistema foi analisado considerando-se não haver restrição de carga e nenhuma possibilidade de transferência via SDMT, logo, a quantidade de consumidores afetados é igual ao total da barra de carga avaliada para os dois indicadores.

Tabela 10 – Resultados IEEE – RBTS 04 – Sem Transferência de Carga via SDMT

Barra	Ordem de Corte	U [hr/ano]			DEC [hr/cons.ano]			FEC [falhas/cons.ano]			AENS (MWh/cons.ano)		
		Método Proposto	RBTS Barra 4	Desvio %	Método Proposto	RBTS Barra 4	Desvio %	Método Proposto	RBTS Barra 4	Desvio %	Método Proposto	RBTS Barra 4	Desvio %
SP1_11 KV	1 ^a	3,942E-03	4,000E-03	1,450%	3,942E-03	4,000E-03	1,450%	2,000E-03	2,000E-03	0,000%	1,891E-05	1,918E-05	1,450%
	2 ^a	7,078E-06	7,078E-06	0,000%	7,078E-06	7,078E-06	0,000%	1,194E-06	1,194E-06	0,000%	3,395E-08	3,395E-08	0,000%
	Total	3,949E-03	4,007E-03	1,447%	3,949E-03	4,007E-03	1,447%	2,001E-03	2,001E-03	0,000%	1,894E-05	1,922E-05	1,447%
SP3_11 KV	1 ^a	5,957E-03	6,000E-03	0,720%	5,957E-03	6,000E-03	0,720%	3,000E-03	3,000E-03	0,000%	3,266E-05	3,290E-05	0,720%
	2 ^a	7,078E-06	7,078E-06	0,000%	7,078E-06	7,078E-06	0,000%	1,194E-06	1,194E-06	0,000%	3,881E-08	3,881E-08	0,000%
	Total	5,964E-03	6,007E-03	0,719%	5,964E-03	6,007E-03	0,719%	3,001E-03	3,001E-03	0,000%	3,270E-05	3,294E-05	0,719%
SP2_11 KV	1 ^a	5,957E-03	6,000E-03	0,720%	5,957E-03	6,000E-03	0,720%	3,000E-03	3,000E-03	0,000%	3,205E-05	3,228E-05	0,720%
	2 ^a	1,577E-03	1,567E-03	0,625%	1,577E-03	1,567E-03	0,625%	4,000E-04	3,933E-04	1,704%	8,483E-06	8,430E-06	0,625%
	Total	7,534E-03	7,567E-03	0,441%	7,534E-03	7,567E-03	0,441%	3,400E-03	3,393E-03	0,197%	4,053E-05	4,071E-05	0,441%
Total RBTS Barra 4		1,745E-02	1,758E-02	0,766%	1,745E-02	1,758E-02	0,766%	8,402E-03	8,396E-03	0,080%	9,217E-05	9,287E-05	0,748%

4.2.3 Análise com Transferência de Carga via SDMT

Na Figura 26 estão representados todos os alimentadores interligáveis do sistema IEEE – RBTS Barra 4, com as chaves NA que possibilitam as transferências de cargas durante as contingências na subtransmissão. Os parâmetros deste sistema estão detalhados no anexo B.

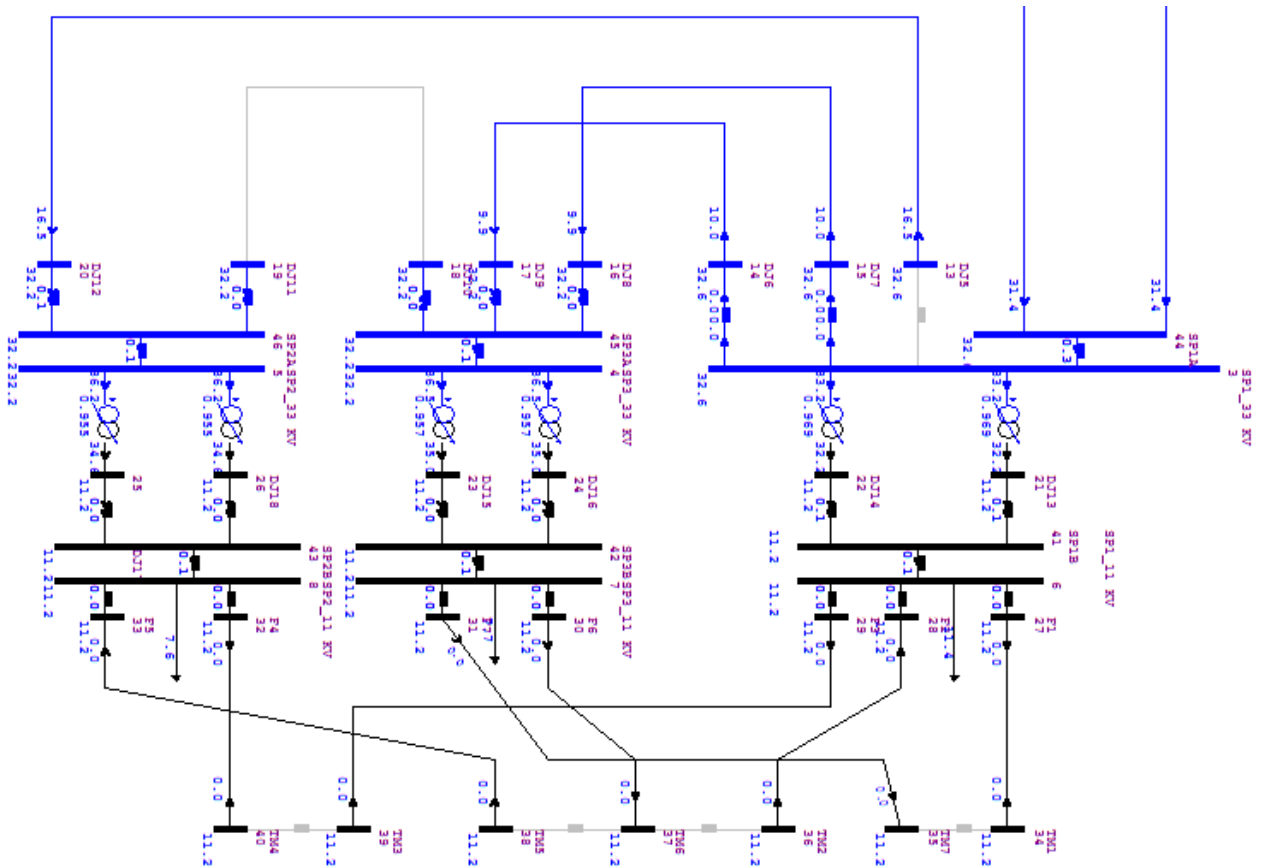


Figura 26 Representação Alimentadores Interligáveis Sistema IEEE – RBTS Barra 4

Nesta análise consideram-se os limites nominais de carregamento dos transformadores de 33 - 11 kV, das linhas de subtransmissão de 33 kV e dos alimentadores interligáveis de 11 kV. Esses dados são informados, respectivamente, na Tabela 28 e Tabela 29. Levam-se em conta também os percentuais de transferências de carga/consumidores calculados conforme itens 3.3.8 e 3.3.10 e demonstrados na Tabela 11.

Para o evento de perda da barra SP1-33 kV não há transferência possível, tendo em vista que da mesma derivam todos os circuitos do sistema analisado.

Tabela 11 – Percentuais de Transferência Via SDMT – RBTS Barra 4

Na falha DE	Percentual de Transferência de Carga Via Rede de MT							
	Alimentadores Interligáveis							Total
	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	
SP1_33 kV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SP3_33 kV	80%	80%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
SP2_33 kV	0%	0%	82%	0%	0%	81%	0%	100%
SP1_11 kV	0%	0%	0%	50%	59%	54%	54%	100%
SP3_11 kV	80%	80%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
SP2_11 kV	0%	0%	82%	0%	0%	81%	0%	100%

Destaca-se pela Tabela 12 que, a possibilidade de transferência de carga entre as subestações, através dos alimentadores interligáveis, proporciona uma redução de 24,5 %, 42,5 % e 33,8 %, respectivamente, para o indicador DEC das subestações SP1, SP2 e SP3. Uma variação significativa e que confirma a relevância da metodologia proposta nesta dissertação.

A menor redução do indicador DEC para a SP1, em relação as demais subestações, se deve ao fato que apenas as barras SP1_11 kV e SP1_33 kV compõem os conjuntos de corte de 1ª ordem, e conforme já demonstrado na Tabela 11, não há transferência de carga possível para o evento de perda da barra SP1_33 kV.

Vale ressaltar que, para o índice FEC, as transferências de carga não representam nenhuma melhoria, uma vez que este indica a frequência de interrupções e as manobras possibilitam apenas redução do tempo de interrupção.

Tabela 12 – Resultados IEEE – RBTS 04 – Com Transferência de Carga Via SDMT

Barra	Ordem de Corte	DEC [hr/cons.ano]			FEC [falhas/cons.ano]		
		S/Transf.	C/Transf.	Redução %	S/Transf.	C/Transf.	Redução %
SP1_11 kV	1ª	3,94E-03	2,97E-03	24,44%	2,00E-03	2,00E-03	0,00%
	2ª	7,08E-06	1,19E-06	83,13%	1,19E-06	1,19E-06	0,00%
	Total	3,95E-03	2,98E-03	24,55%	2,00E-03	2,00E-03	0,00%
SP3_11 kV	1ª	5,96E-03	3,94E-03	33,82%	3,00E-03	3,00E-03	0,00%
	2ª	7,08E-06	1,19E-06	83,13%	1,19E-06	1,19E-06	0,00%
	Total	5,96E-03	3,94E-03	33,88%	3,00E-03	3,00E-03	0,00%
SP2_11 kV	1ª	5,96E-03	3,94E-03	33,82%	3,00E-03	3,00E-03	0,00%
	2ª	1,58E-03	3,92E-04	75,09%	4,00E-04	4,00E-04	0,00%
	Total	7,53E-03	4,33E-03	42,46%	3,40E-03	3,40E-03	0,00%
Total RBTS Barra 4		1,75E-02	1,12E-02	35,47%	8,40E-03	8,40E-03	0,00%

4.3 Sistema Característico da Subtransmissão – SDAT 18 Barras

4.3.1 Premissas

O sistema de 18 barras é analisado considerando que a rede básica e a rede de distribuição de média tensão são 100 % confiáveis. As taxas de falhas são estratificadas de acordo com as características estruturais do sistema, tais como: os materiais dos quais as torres de subtransmissão são construídas, se de concreto, madeira ou metálica, os níveis de tensão e as configurações de ligação dos transformadores. Ressalta-se que não foi encontrado na literatura valores de taxas de falha diferenciados por tipo de material construtivo das torres, apenas por nível de tensão ou tipo do condutor, logo, os valores aqui utilizados para as linhas de 69 kV de madeira são baseados em médias históricas de desempenho das mesmas em relação às de 138 kV metálicas. Os dados utilizados nos cálculos estão presentes no Anexo C.

4.3.2 Topologia do Sistema de Subtransmissão Existente

Na Figura 27 encontra-se a topologia simplificada do sistema de subtransmissão. Composto por uma subestação da rede básica que alimenta cinco subestações da subtransmissão, sendo três delas atendidas por linhas de 138 kV e duas por linhas de 69 kV. Os parâmetros desse sistema estão descritos no anexo C.

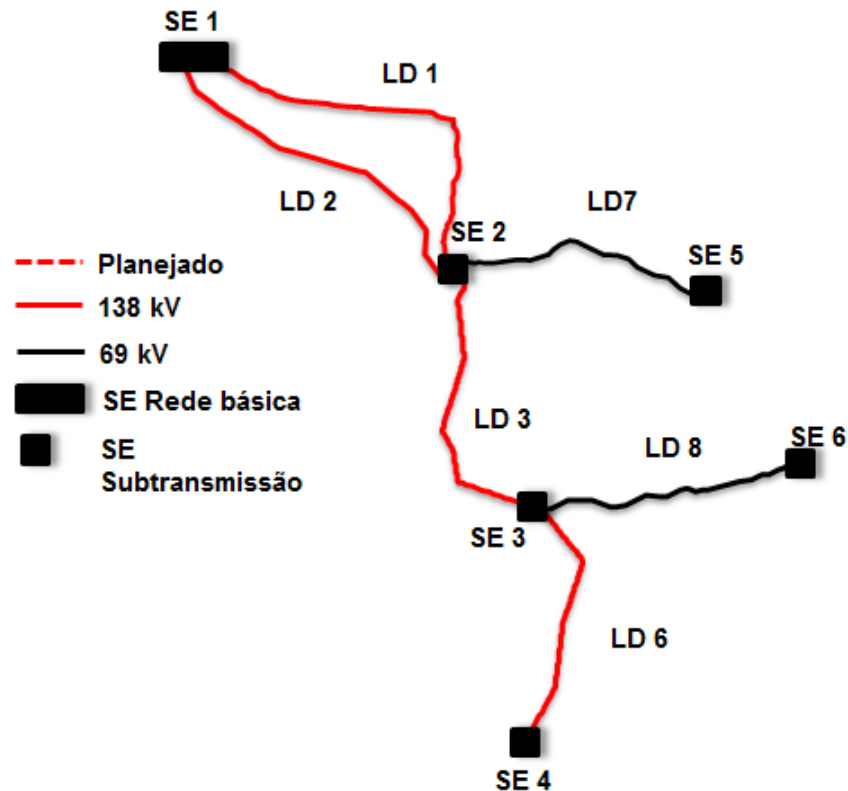


Figura 27 SDAT 18 Barras - Existente. Fonte: Próprio autor

Na Figura 28 está representado o diagrama unifilar do sistema demonstrado na Figura 27 com as características das cargas e circuitos, e as condições de carregamento e tensão das barras, linhas e transformadores. Destaca-se que as únicas subestações que possuem carga nos barramentos de 13,8 kV, e que portanto, terão os resultados dos indicadores de confiabilidade discriminados, são as SE2, SE4, SE5 e SE 6.

A SE 1 é a fronteira entre a rede básica e a subtransmissão, então, levando em conta as premissas estabelecidas, é 100 % confiável. Já a SE 3 possui apenas um cliente de AT e um autotransformador que faz o abaixamento de 138/69 kV para atendimento ao sistema da SE6.

Observa-se que entre as barras de cargas, como exemplo a SE_04_LOAD_A e SE_04_LOAD_B, existe uma chave NA que permite a transferência de carga entre os transformadores durante eventos de falha em um destes equipamentos.

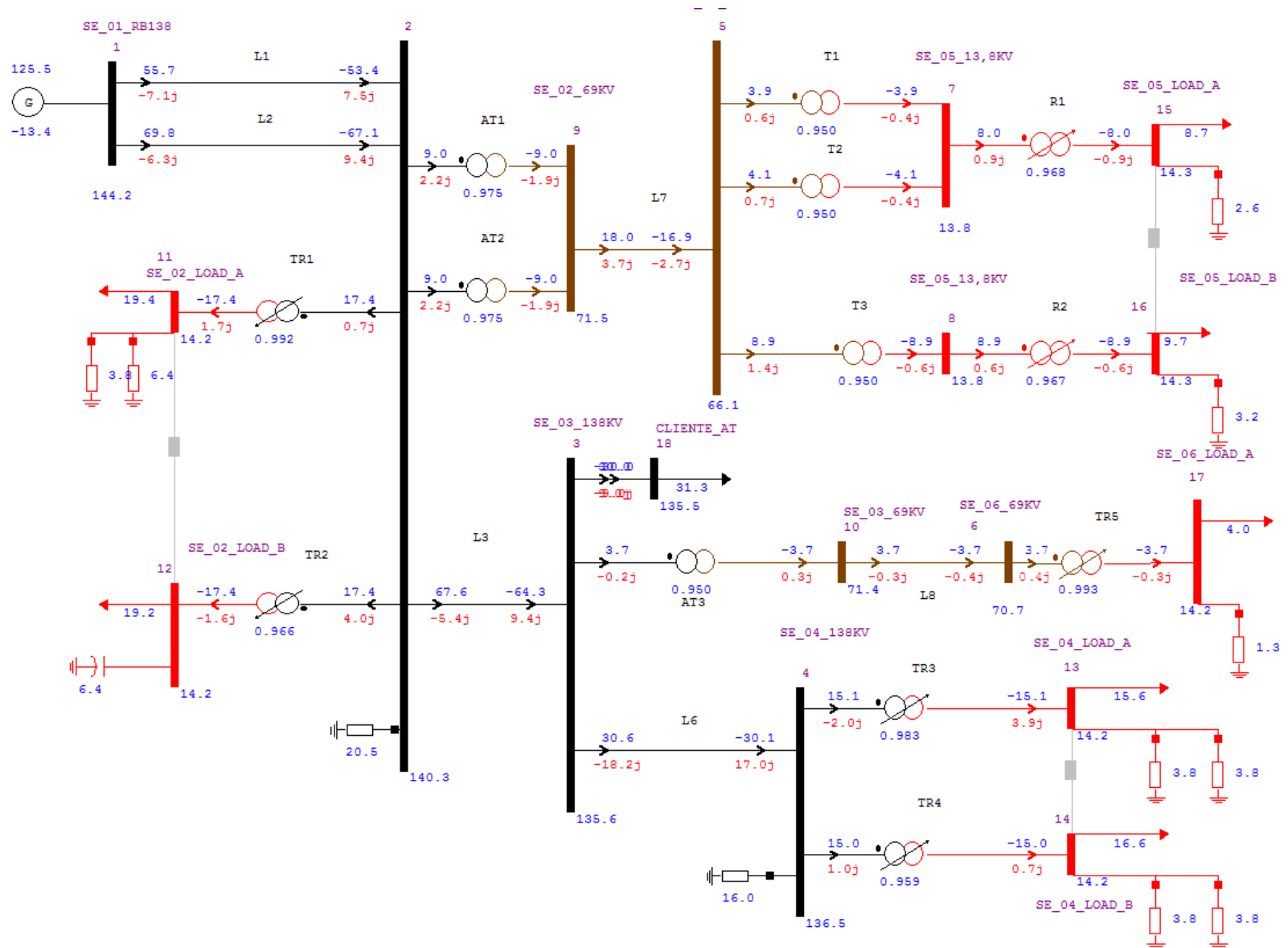


Figura 28 Diagrama SDAT 18 Barras. Fonte: Próprio Autor

Já na Figura 29 são detalhados os esquemas de ligação dos transformadores das subestações do SDAT 18 barras. Dessa forma é possível aplicar as equações descritas na Figura 23.

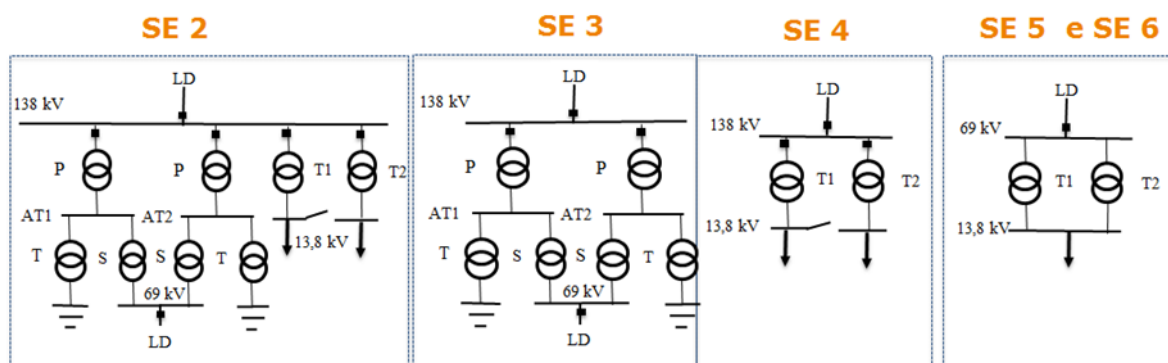


Figura 29 Configurações das Subestações do SDAT 18 Barras

Completando as informações para avaliação do sistema de subtransmissão existente, segue a Tabela 13 com os percentuais de transferências de carga/consumidores entre as subestações via rede de média tensão (n%), obtidos através de análise de fluxo de potência.

Tabela 13 – Transferência de Carga entre as Subestações – SDAT 18 Barras

SEs	Total Consumidores	TRANS/ CARGA	PARA ONDE	n %
SE 2	55.994	Não	NA	0,00%
SE 4	53.645	Não	NA	0,00%
SE 6	7.914	Sim	SE 5	100%
SE 5	31.155	Sim	SE 6	27,00%

Ainda na Tabela 13 é possível verificar que as subestações SE 2 e SE 4 não possuem nenhum recurso de transferência de carga, já a SE 6 transfere 100 % para a SE 5, porém esta, tendo em vista a quantidade de consumidores existente, transfere apenas 27 % para a SE 6.

4.3.3 Indicadores de Continuidade – Sistema Existente

Ao analisar o sistema existente chegam-se aos indicadores de confiabilidade conforme Tabela 14, onde se podem verificar quais estruturas estão violando a meta estabelecida. Ressalta-se que o indicador DEC pode ser calculado em valor absoluto, ou seja, representando quantos consumidores, que em média, tiveram interrupção de energia por hora no período de um ano [cons.x hora/ano], ou também pode ser dado pela relação entre o valor absoluto e a quantidade total de consumidores existentes no ponto de carga analisado, o que resulta em quantas horas, que em média, cada consumidor ficou sem energia no período de um ano [h/ano].

Tabela 14 – Indicadores do SDAT 18 Barras

SEs ↓	Consumidores	DEC [Cons.x hora/ano]	DEC [hora/ano]	Meta 2017 [hora/ano]	% Sobre Meta 2017	Meta 2026 [hora/ano]	% Sobre Meta 2026
SE 4	53.645	57.907	1,08	1,15	94%	0,98	110%
SE 2	55.994	24.193	0,43	0,81	53%	0,64	68%
SE 5	31.155	57.984	1,86	1,10	169%	0,94	198%
SE 6	7.914	10.741	1,36	1,08	126%	0,91	149%
Sistema	148.708	150.825	1,01	1,04	98%	0,87	117%

Uma vez constatado que as subestações SE 5 e SE 6 estão acima da meta estipulada para o DEC, tanto para o ano de 2017 quanto para 2026, e que a SE 4 viola a meta definida para o final do horizonte planejado, realiza-se uma estratificação da contribuição de cada uma na indisponibilidade do sistema como um todo, em seguida, de cada elemento em relação ao indicador dessas subestações.

Ao analisar a Tabela 15, percebe-se que as subestações SE 4 e SE 5 são as que mais contribuem para DEC de todo o sistema, alcançando cada uma 38,4 % da indisponibilidade total. Então, mediante esta condição, se faz necessário identificar quais elementos causam maior indisponibilidade nessas subestações.

A LD 7 69 kV, por ter a estrutura da torre de madeira, é a que possui a menor confiabilidade, que associada a um sistema com baixa flexibilidade operativa, resulta numa maior indisponibilidade, alcançando 48,3 % do indicador da SE 5.

Constata-se também que a LD 3 138 kV, que interliga de forma radial as subestações SE 3, SE 4 e SE 6, contribui com 44 % da indisponibilidade da SE 4, e

36 % da SE 6, pois, num evento de perda da mesma, ocorre o desligamento de grande quantidade de consumidores, não possuindo nenhum recurso de transferência de carga para minimizar o DEC nesses pontos de cargas.

Tabela 15 - Modos de Falha dos Elementos do SDAT 18 Barras

Subestação	Elemento	Característica	DEC [cons. Ano]	DEC [h/ano]	% Contribuição
SE 5	LD 7	Metálica 69 kV	16.313	0,52	28,133%
	AT1//AT2	138/69 kV	2.596	0,08	4,477%
	LD 7 *	Madeira 69 kV	28.041	0,90	48,360%
	T2//T1	69-13,8 kV	996	0,03	1,718%
	T3	69-13,8 kV	10.037	0,32	17,310%
	LD 1 e LD 2	Metálica 138 kV	1,07	0,00	0,002%
	Total		57.984	1,86	38,445%
SE 6	AT3	138/69 kV	5.590	0,71	52,047%
	LD 3	Metálica 138 kV	3.839	0,49	35,743%
	TR5	69-13,8 kV	286	0,04	2,666%
	LD 8	Metálica 69 kV	1.025	0,13	9,542%
	LD 1 e LD 2	Metálica 138 kV	0,27	0,00	0,003%
	Total		10.741	1,36	7,121%
SE 2	TR1	138-13,8 KV	9.954	0,17	41,144%
	TR2	138-13,8 KV	14.237	0,24	58,848%
	LD 1 e LD 2	Metálica 138 kV	1,92	0,00	0,008%
	Total		24.193	0,43	16,040%
SE 4	TR3	138-13,8 KV	3.123	0,06	5,393%
	LD 3	Metálica 138 kV	26.023	0,49	44,940%
	LD 6	Metálica 138 kV	23.404	0,44	40,417%
	TR4	138-13,8 KV	5.355	0,10	9,248%
	LD 1 e LD 2	Metálica 138 kV	1,84	0,00	0,003%
	Total		57.907	1,08	38,394%
Total Sistema			150.825	1,01	100%

* A LD 7 possui 37,4 km com a estrutura das torres metálicas e 12 km de madeira.

Posto quais elementos contribuem de forma mais impactante nos indicadores de indisponibilidade do sistema, é possível passar para a fase de definição de alternativas de obra que proporcionam um maior equilíbrio entre o custo global e o atendimento aos indicadores de continuidade regulatórios.

4.3.4 Planejamento - Análise de alternativas de obras

Nesta etapa são analisados os efeitos das obras planejadas sobre o sistema de subtransmissão de 18 barras.

Para um melhor entendimento, os resultados são apresentados em três momentos: Inicialmente avalia-se a obra proposta para o eixo estrutural, ou seja, a alternativa 01, que visa reduzir os índices de indisponibilidade do sistema como um todo, onde são demonstrados os custos associados e os índices de desempenho somente para esta alternativa de obra. Em seguida, e em associação com a primeira, são propostas e verificadas novas alternativas que têm como objetivo resolver problemas localizados do sistema.

Ao final, os resultados são avaliados em conjunto, visando assim definir quais alternativas representam um ponto ótimo entre o custo global e o atendimento as metas de DEC regulatórios.

Os custos das obras que compõem as alternativas a seguir são baseados nos critérios e banco de preços presentes em [A15] e podem variar de distribuidora para distribuidora.

De forma sucinta, a formação do banco de preços se dá através do método do Custo de Reposição Otimizado e Depreciado, denominado de Valor Novo de Reposição (VNR), dado pela equação 4.1.

$$VNR = EP + COM + CA + JOA \quad (4.1)$$

Onde:

EP – Equipamentos Principais (disjuntor, chave seccionadora, transformador de corrente, transformador de potencial, etc.);

COM – Componentes Menores (cabos de controle, isoladores, etc.);

CA – Custos Adicionais (custos de projeto, gerenciamento, montagem e frete);

JOA – Juros sobre Obras em Andamento (representa a remuneração da obra em curso e é aplicado sobre o total dos itens anteriores, para subestações, linhas e redes de distribuição).

4.3.4.1 Alternativa 01 – Obra Estrutural - Construção da LD 10 138 kV

Conforme Figura 30, esta alternativa contempla as seguintes obras de AT:

- Construção da LD 10 138 kV, estrutura metálica, interligando as SE 4 e SE 10, com 55 km de extensão, cabo 322,3 mm²; visando atender ao critério de segurança N-1 para a perda da LD 3 ou da LD 6;
- Instalação de 1 seção de 138 kV na SE 10 da rede básica;
- Instalação de 1 seção de 138 kV e 01 disjuntor de 138 kV na SE 04.

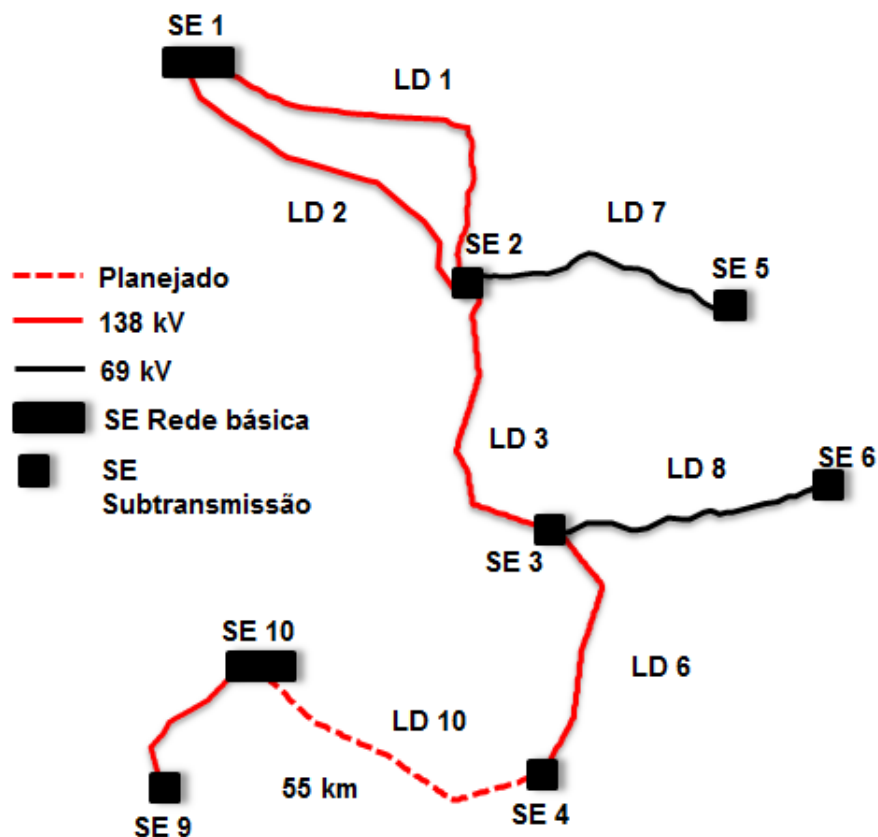


Figura 30 Alternativa 01 – Diagrama de Construção da LD 10 138 kV

Na Tabela 16 estão relacionados os custos para construção da nova linha LD 10 138 kV, bem como as estruturas necessárias para sua conexão às subestações SE 04 e SE 10.

Tabela 16 - Alternativa 01 – Custos para Construção da LD10 138 kV

DESCRIÇÃO DAS OBRAS		km	CUSTO (R\$ x 1000)
LD 10	Construção de 55 km de LD 138 kV cabo 322,3 mm²	55	15.998
SE 10	Construção de 01 seção 138 kV	-	1.520
SE 04	Construção de 01 seção 138 kV e 01 seção de 138 kV de transferência de barra	-	2.196
CUSTO TOTAL DA ALTERNATIVA (R\$ x 1.000)			19.714

A Tabela 17 mostra os resultados alcançados aplicando-se o método de cálculo do DEC Estrutural, antes e após a execução da primeira etapa. É possível avaliar a redução do DEC que a alternativa proporciona, e verificar se os indicadores de confiabilidade estão dentro da meta estabelecida para o final do horizonte planejado.

Tabela 17 – Alternativa 01 - Indicadores Devidos à Construção da LD 10 138 kV

SE ↓	Cons.	DEC 2017 [Cons. h]	DEC 2017 [hora]	Meta 2017 [hora]	% Sobre Meta 2017	DEC 2026 [Cons.h]	DEC 2026 [hora]	Meta 2026 [hora]	% Sobre Meta 2026	% Redução DEC
SE 4	53.645	57.907	1,08	1,15	94%	8.463	0,16	0,98	16%	85,39%
SE 2	55.994	24.193	0,43	0,81	53%	24.193	0,43	0,64	68%	0,00%
SE 5	31.155	57.984	1,86	1,10	169%	57.984	1,86	0,94	198%	0,00%
SE 6	7.914	10.741	1,36	1,08	126%	6.902	0,87	0,91	96%	35,74%
Total	148.708	150.825	1,01	1,04	98%	97.542	0,66	0,87	76%	35,33%

Observa-se que a construção da LD 10 representa uma redução de 35 % no indicador de indisponibilidade geral do sistema. Ao verificar os percentuais do DEC sobre a meta, conclui-se que quase todas as subestações envolvidas ficaram com o DEC Estrutural dentro da meta. A exceção foi a SE 5 que ficou 198 % acima da meta, logo, visando melhorar a disponibilidade do sistema local, nas próximas etapas serão propostas e avaliadas algumas alternativas contemplando a construção de três novas subestações, as SE 7, SE 8 e SE 11.

Para o cálculo dos indicadores resultantes da construção das novas subestações, é necessário que a área de planejamento informe ao analista quais serão os quantitativos de cargas e consumidores que serão transferidas entre as

subestações existentes e planejadas, condição essa imprescindível para se calcular os novos percentuais de transferência via média tensão.

Os dados utilizados são os mesmos já citados nos itens anteriores, entretanto, consideram-se as novas estruturas propostas.

Quando uma nova SE é inserida no caso de estudo, esta assumirá cargas e clientes das SEs já existentes, de modo a aliviar o carregamento das mesmas. Logo, a nova SE possui um valor inicial de carga correspondente à soma das cargas cedidas pelas SEs adjacentes, cujos valores são apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 – Tabela Cede - Recebe

Nova SE	MVA	Clientes	SE Existente	MVA SE	MVA CEDIDO	SALDO MVA	CLIENTES SE	CLIENTES CEDIDOS	SALDO CLIENTES	% TRANSF. ANTIGO	% TRANSF. NOVO
SE 7	14,22	17583	SE 4	51,95	12,94	39,01	53.645	15.609	38.036	0%	27,3%
SE 7	14,22	17583	SE 9	22,96	1,28	21,68	24.049	1.974	22.075	40%	46,0%
SE 8	11,81	14551	SE 4	51,95	11,81	40,14	53.645	14.551	39.094	0%	24,8%
SE 11	5,3	8133	SE 5	20	5,2	14,8	31.155	8.133	23.022	27%	50,5%

Observa-se pela Tabela 18 que a SE 7 recebe carga e consumidores de duas subestações já existentes, a SE 4 que esta inserida na região analisada, e a SE 9 que pertence a outro sistema, iniciando a operação com 14,22 MVA de carga e 17.583 consumidores.

Verifica-se também, que a SE 4 cede um total de 30.160 consumidores para as SE 7 e SE 8 que estão inseridas no polígono de estudo, ficando com saldo de 23.485 clientes. Já a SE 5 cede 8.133 clientes para a nova SE 11, ficando com um saldo de 23.022.

Assim, de posse dos percentuais antigos de transferência entre as subestações, e das distribuições de carga e consumidores entre as SEs existentes e planejadas, aplica-se a Equação 3.1 e calculam-se os novos percentuais de transferência.

Na Tabela 18, percebe-se que a SE 4 não possuía nenhum recurso para transferência, e com a construção das novas subestações, passou a ter a flexibilidade operativa de transferir, durante contingências no sistema, 27,3 % de seus consumidores para a SE 7, e 24,8 % para a SE 8, atingindo um total de 52 % de transferência. Já a SE 5 teve um aumento em sua capacidade de transferência de 27% para 50,5 %.

4.3.4.2 Alternativa 02 - Construção da SE 11 69-13,8 kV

A alternativa 02, demonstrada na Figura 31, inclui a construção das seguintes obras de AT associadas à alternativa 01:

- Construção da SE 11 138x69 - 13,8 kV 1x15 MVA;
- Instalação de 02 seções de 69 kV na SE 05;
- Construção da LD 11 138 operação 69 kV, estrutura metálica, passando pela SE 05 até a SE 11 com 40 km de extensão, cabo 170,5 mm²;
- Desmontagem da LD 7 69 kV SE 05 com 12 km de extensão com estruturas de madeira.

Um detalhe importante de se ressaltar em relação à nova linha LD 11 é que apesar de operar em 69 kV é isolada para 138 kV, com estrutura metálica, logo, possui taxa de falha muito menor que o trecho de 69 kV estrutura de madeira da LD 7.

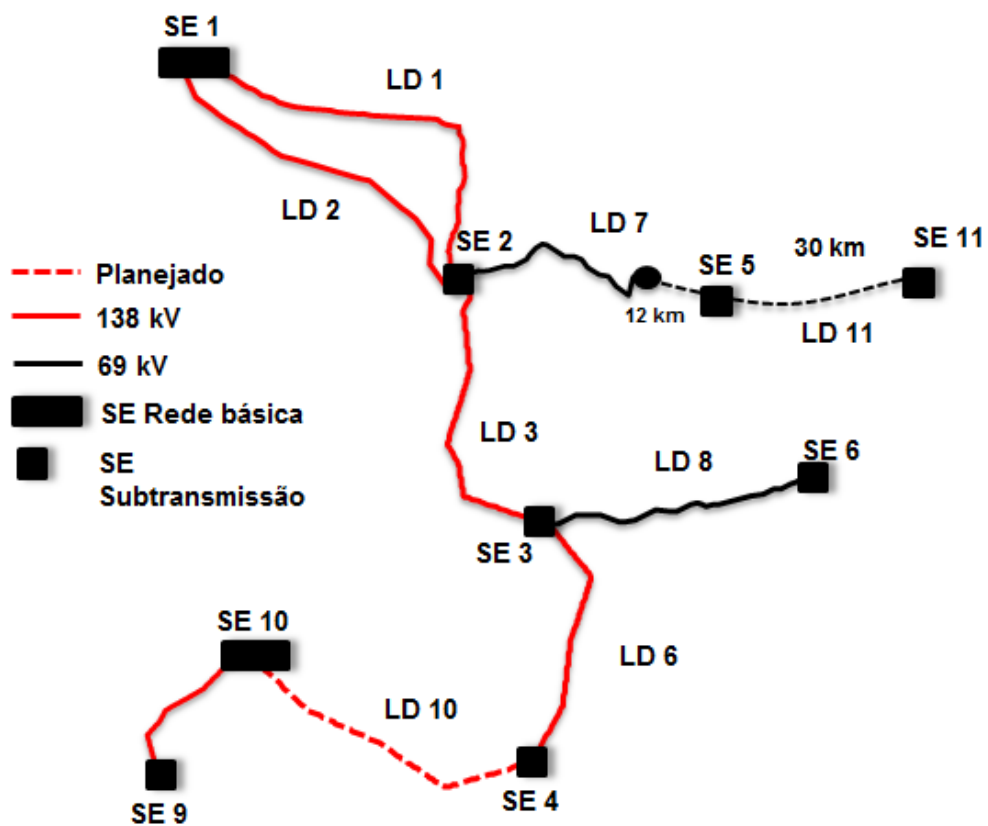


Figura 31 Alternativa 02 – Diagrama da Construção da SE 11 69-13,8 kV

Na Tabela 19 estão detalhados os custos das obras de construção da nova SE 11 com a transformação de 69-13,8 kV 15 MVA, da nova linha LD 11 138 operação em 69 kV, sendo 12 km relativos a substituição do antigo trecho da linha de 69 kV com estrutura de madeira, e 30 km do novo trecho entre a SE 05 e SE 11.

Tabela 19 - Alternativa 02 - Custos para Construção da SE 11 69 -13,8 kV

DESCRIÇÃO DAS OBRAS		km	CUSTO (R\$ x 1000)
SE 11 69 kV	Construção da subestação modular compacta 69-13,8 kV 1x15 MVA.	-	6.518
LD 11 138 op 69 kV	Construção de 10 km de LD11 138 op 69 kV cabo 170,5 mm ² , SE 05 e 30 km de LD 138 op 69 kV cabo 170,5 mm ² , SE 05 - SE 11	40	10.668
Desmontagem trecho de madeira	Desmontagem da LD com 12 km de extensão, cabo 67,44 mm ² , estruturas de madeira	12	750
CUSTO TOTAL DA ALTERNATIVA (R\$ x 1.000)			17.936

A seguir, na Tabela 20, temos os resultados provenientes da implantação da alternativa 02. Verifica-se uma redução de em torno de 42 % do DEC de todo o sistema, redução essa suficiente para colocar os indicadores de todas as subestações dentro da meta estabelecida.

Tabela 20 – Alternativa 02 – LD 10 138 kV + SE 11 + LD 11 138 op.69kV

SE ↓	Cons.	DEC 2017 [Cons. h]	DEC 2017 [hora]	Meta 2017 [hora]	% Sobre Meta 2017	DEC 2026 [Cons.h]	DEC 2026 [hora]	Meta 2026 [hora]	% Sobre Meta 2026	% Redução DEC
SE 4	53.645	8.463	0,16	1,15	14%	8.461	0,16	0,98	16%	0,00%
SE 2	55.994	24.193	0,43	0,81	53%	24.191	0,43	0,64	68%	0,00%
SE 5	23.022	57.984	2,52	1,10	229%	17.337	0,75	0,94	80%	70,10%
SE 6	7.914	6.902	0,87	1,08	81%	6.901	0,87	0,91	96%	0,00%
SE 11	8.100	N/A	N/A	0,84	N/A	58	0,01	0,71	1%	N/A
Total	148.675	97.536	0,66	1,04	63%	56.948	0,38	0,87	44%	41,61%

4.3.4.3 Alternativa 03 - Construção da SE 11 138-13,8 kV

Já alternativa 3, presente na Figura 32, contempla a construção das seguintes obras de AT associadas à alternativa 01:

- Construção da SE 11 138-13,8 kV 1x15 MVA;
- Instalação de 01 seção de 138 kV na SE 02;
- Construção da LD11 138 kV SE 02 – SE 05 com 75 km de extensão, cabo 170,5mm².

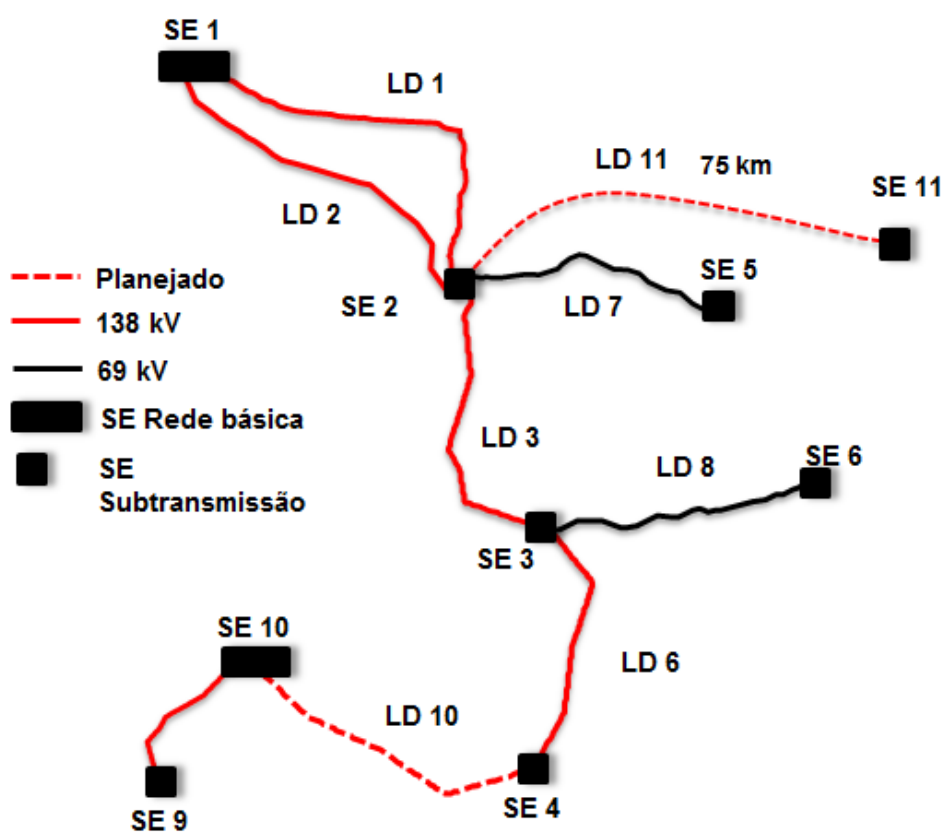


Figura 32 Alternativa 03 – Diagrama da Construção da SE 11 138 -13,8 kV

Na Tabela 21 temos as relações de custos previstos para a construção da nova LD 11 138 kV de 75 km interligando as SE 02 e SE 11, bem como a construção da SE 11 modular 138-13,8 kV 15 MVA.

Tabela 21 – Alternativa 03 – Custos para Construção da SE 11 138 – 13,8 kV

DESCRIÇÃO DAS OBRAS		km	CUSTO (R\$ x 1000)
SE 02	Instalação de 01 seção 138 kV	-	1.520
LD11 138 kV	Construção de 75 km de LD 138 kV cabo 170,5 mm ²	75	19.736
SE 11 138 kV	Construção da subestação modular compacta 138-13,8 kV 1x15 MVA.	-	6.518
CUSTO TOTAL DA ALTERNATIVA (R\$ x 1.000)			27.774

Já na Tabela 22 estão os resultados provenientes das obras propostas na alternativa 03. Verifica-se que, apesar de uma redução de 29 % do índice geral do sistema, esta proposta de obra representa o maior custo global e, além disso, o DEC da SE 05 continua acima da meta. Isso se deve ao fato do trecho de 12 km de linha de 69 kV, estrutura de madeira, ter sido mantido, logo, a SE 05 continuará a sofrer os desligamentos anuais devido a baixa confiabilidade desse tipo de estrutura.

Tabela 22 - Alternativa 03 – LD 10 138 kV + SE 11 + LD 11 138 kV

SE ↓	Cons.	DEC 2017 [Cons. h]	DEC 2017 [hora]	Meta 2017 [hora]	% Sobre Meta 2017	DEC 2026 [Cons.h]	DEC 2026 [hora]	Meta 2026 [hora]	% Sobre Meta 2026	% Redução DEC
SE 4	53.645	8.463	0,16	1,15	14%	8.461	0,16	0,98	16%	0,00%
SE 2	55.994	24.193	0,43	0,81	53%	24.191	0,43	0,64	68%	0,00%
SE 5	23.022	57.984	2,52	1,10	229%	29.567	1,28	0,94	137%	49,01%
SE 6	7.914	6.902	0,87	1,08	81%	6.901	0,87	0,91	96%	0,00%
SE 11	8.100	N/A	N/A	0,84	N/A	43	0,01	0,71	1%	N/A
Total	148.675	97.536	0,66	1,04	63%	69.163	0,47	0,87	54%	29,09%

4.3.4.4 Alternativa 04 - Construção SE 07 e SE 08 138-13,8 kV

Finalmente, a alternativa 4, ilustrada na Figura 33, é composta pela construção de duas novas subestações, também associadas a alternativa 01:

- Construção da SE 07 138-13,8 kV Compacta Integrada 1x15 MVA;
- Construção de derivação da LD 10 138 kV SE 04 – SE 10;

- Construção de mais 01 seção de 138 kV na SE 04;
- Construção da LD 5 SE 04 –SE 08 138 kV com 17 km de extensão, cabo 170,5 mm²;
- Construção da SE 08 138-13,8 kV Compacta Integrada 1x15 MVA.

Esta obra visa construir novos alimentadores interligáveis no sistema de média tensão, possibilitando, além de um melhor perfil de carregamento e tensão nessa rede, uma maior flexibilidade operativa, criando rotas alternativas para transferências de cargas entre as subestações da região.

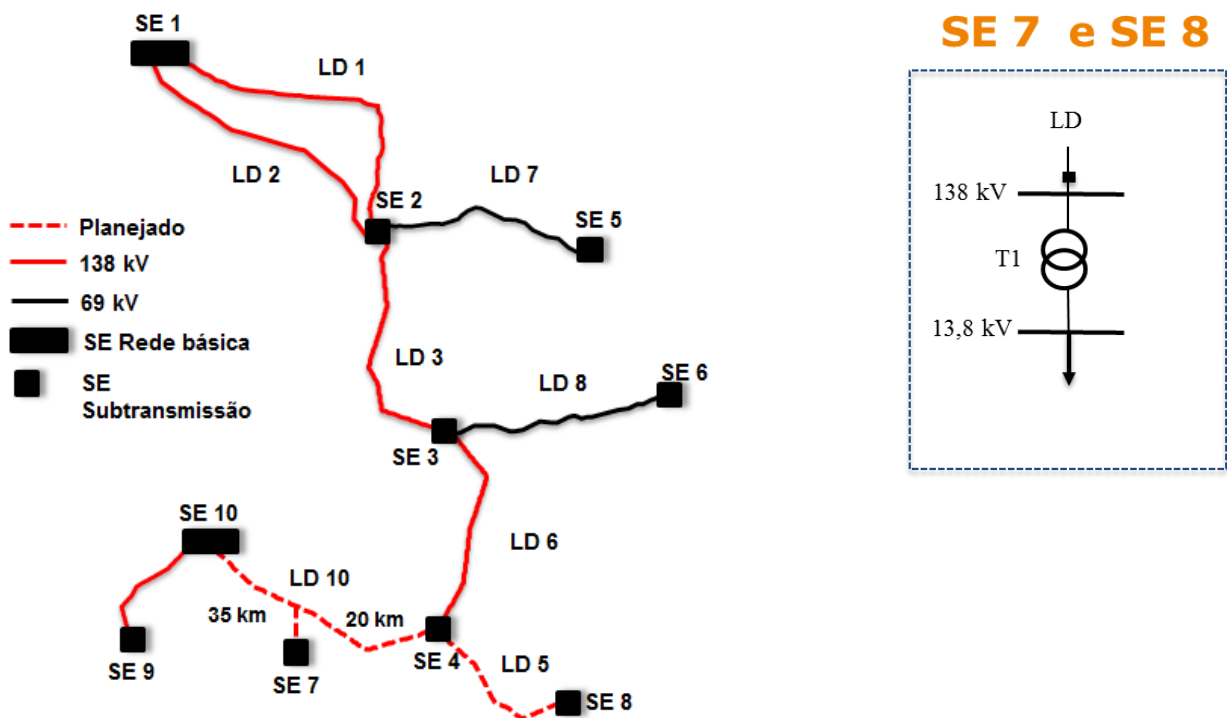


Figura 33 Alternativa 04 - Diagrama da Construção da SE 07 e SE 08 138-13,8 kV

A seguir, na Tabela 23, estão descritos os custos previstos para construção das duas novas subestações compactas de 138-13,8 kV 15 MVA, da nova linha LD 5 138 kV interligando as SE 04 e SE 08, e da derivação para interligação da SE 07 a LD 10 138 kV.

Tabela 23 - Alternativa 04 – Custos para Construção da SE 08 e 09 138-13,8 kV

DESCRIÇÃO DAS OBRAS		km	CUSTO (R\$ x 1000)
SE 07	Construção da SE modular compacta 138-13,8 kV 1x15 MVA	-	6.518
Derivação LD 10 138 kV	Construção de derivação da LD circuito simples para conexão da SE Modular compacta	-	400
SE 08	Construção da SE modular compacta 138-13,8 kV 1x15 MVA	-	6.518
SE 04	Instalação de 01 seção 138 kV na SE 04		1.520
LD 5 138 kV	Construção de 17 km de LD 138 kV cabo 170,5 mm ² , circuito simples estruturas metálicas	17	4.814
CUSTO TOTAL DA ALTERNATIVA (R\$ x 1.000)			19.770

A alternativa 04 proporcionou uma melhoria significativa da disponibilidade da SE 04, uma redução de 58 % do DEC, contudo, não promoveu nenhuma melhoria na confiabilidade das demais subestações, mantendo o DEC da SE 05 bem acima da meta.

Tabela 24 - Alternativa 04 – LD 10 138 kV + SE 7 e SE 8

SE ↓	Cons.	DEC 2017 [Cons. h]	DEC 2017 [hora]	Meta 2017 [hora]	% Sobre Meta 2017	DEC 2026 [Cons.h]	DEC 2026 [hora]	Meta 2026 [hora]	% Sobre Meta 2026	% Redução DEC
SE 4	23.485	8.463	0,36	1,15	31%	3.555	0,15	0,98	15%	57,98%
SE 2	55.994	24.193	0,43	0,81	53%	24.191	0,43	0,64	68%	0,00%
SE 5	31.155	57.984	1,86	1,10	169%	57.983	1,86	0,94	198%	0,00%
SE 6	7.914	6.902	0,87	1,08	81%	6.901	0,87	0,91	96%	0,00%
SE 7	17.583	N/A	N/A	0,81	N/A	74	0,004	0,64	4%	N/A
SE 8	14.551	N/A	N/A	0,81	N/A	31	0,002	0,64	2%	N/A
Total	150.682	97.536	0,65	0,96	67%	92.735	0,62	0,87	71%	4,93%

4.3.4.5 Análise da Relação Custo x DEC das Alternativas de Obras

Após apresentadas todas alternativas de obras, chega-se a etapa em que a metodologia proposta nesta dissertação representa um ganho na análise da

confiabilidade do sistema de subtransmissão, onde, de posse dos indicadores de continuidade e custos esperados, o analista ou planejador tem subsídios para decisões mais acertadas.

Analisando a Tabela 25 com a consolidação dos resultados esperados para todas as obras propostas, tem-se que:

- A alternativa 01, Figura 30, que contempla a construção de uma linha de 138 kV de estrutura metálica, interligando a extremidade radial do sistema de subtransmissão ao sistema da transmissão, promove, com o menor custo, uma redução de 35,33% da indisponibilidade sistêmica, mantendo o DEC dentro da meta. Valendo ressaltar que esta alternativa é voltada para solucionar o problema estrutural do eixo de 138 kV;
- Já a alternativa 02, associada com a 01, Figura 31, que inclui a substituição de um trecho de linha de 69 kV de estrutura de madeira, de baixa confiabilidade, por uma linha de estrutura metálica de 138 kV op. 69, mais a construção da SE 11 que aumenta o percentual de transferência de consumidores via MT da SE 5, proporciona uma redução ainda maior do DEC sistêmico.

Então, após todas as considerações anteriores, as alternativas 01 e 02 são as que conciliam o menor custo global com uma maior redução do DEC, portanto, são as melhores alternativas a compor o portfólio de obras para o sistema de subtransmissão analisado.

Tabela 25 – Alternativas de Obras – Custo x DEC

	Alternativas de Obras	Custo (R\$ x 1000)	DEC 2017 [Cons.x hora]	DEC 2026 [hora]	Meta 2026 [hrs]	% Sobre Meta 2026	% Redução DEC
1	L10 138 kV	19.714	97.542	0,66	0,87	76%	35,33%
2	SE 11 + L11 138 op.69kV	17.936	56.948	0,38	0,87	44%	41,62%
3	SE 11 + L11 138 kV	27.774	69.163	0,47	0,87	54%	29,09%
4	SE 7 e SE 8	19.770	92.735	0,62	0,87	71%	4,93%

4.4 Conclusões

Neste capítulo foram avaliados dois sistemas com características distintas. Um do IEEE RBTS – Barra 4, com circuitos redundantes, atendendo aos critérios de segurança N-1 e N-2, portanto, de alta disponibilidade. O outro, característico da subtransmissão e predominantemente radial, logo, de baixa confiabilidade.

Os resultados obtidos, através da aplicação da metodologia proposta nesta dissertação sobre o sistema IEEE RBTS – Barra 4, foram satisfatórios e suficientes para sua validação.

Ambos os sistemas foram avaliados para duas situações:

- Sem nenhum recurso de transferência de carga durante os eventos de falha;
- Considerando a existência de alimentadores interligáveis entre as subestações, possibilitando assim transferências de cargas através do SDMT.

Para o sistema de subtransmissão, além das situações anteriores, foram calculados os indicadores para o sistema existente, verificadas as estruturas que mais contribuíam para uma baixa disponibilidade, e propostas alternativas de obras para melhoria do desempenho. O sistema planejado foi avaliado, estimando assim os novos índices de confiabilidade e a eficácia das obras.

CAPÍTULO 5 – CONCLUSÃO

5.1 Conclusão

Esta dissertação apresentou uma revisão literária dos principais métodos relacionados à análise de confiabilidade de sistemas elétricos de potência. Foi constatado que a grande maioria desses trabalhos era voltada para a geração, transmissão e reconfiguração da rede de distribuição de energia. Então, um método específico para avaliação dos sistemas de subtransmissão foi proposto e validado através da aplicação do mesmo sobre um sistema didático do IEEE RBTS – Barra 04. A proposta da metodologia foi alcançada, uma vez que foi realizada a análise probabilística da confiabilidade do sistema de subtransmissão, integrada com a avaliação determinística do sistema de distribuição, através da exploração dos recursos de transferências de cargas via SDAT e SDMT, chegando-se a um ponto ótimo entre os custos associados às obras de melhoria do sistema com o atendimento as metas regulatórias do DEC. Além disso, foi realizado um estudo de caso sobre um sistema de subtransmissão com características predominantemente radiais, onde foi associado o método dos conjuntos mínimos de corte com a metodologia proposta neste trabalho. Este sistema foi avaliado para a condição existente, onde foi estabelecido um ranking com os modos de falha e contribuição de cada elemento na indisponibilidade local e sistêmica. Alternativas de obras para melhoria dos índices foram propostas e a confiabilidade dos sistemas planejados avaliada, os indicadores alcançados foram comparados com as metas estabelecidas e os benefícios apresentados. Alguns pontos merecem destaque, como:

- O foco na característica estrutural típica do sistema avaliado, evitando assim a interferência das condições climáticas e manutenções programadas na predição dos indicadores de disponibilidade do sistema;
- A utilização de taxas de falhas e tempos de reparo diferenciados para eventos permanentes, quando há a necessidade de substituição do equipamento, e

temporários, quando é necessário apenas um reparo. As taxas de falhas dos equipamentos ainda foram estratificadas pelo nível de tensão nominal, e no caso das linhas de subtransmissão, também pelo material construtivo das torres, ou seja, de madeira, de concreto ou metálico;

- A integração da análise de confiabilidade do sistema de subtransmissão com o SDMT, através das transferências de carga entre as subestações via alimentadores interligáveis, explorando assim esse recurso durante as contingências;
- A inclusão da análise de fluxo de potência, através do programa ANAREDE®CEPEL, para definição da capacidade de carga dos transformadores, linhas e alimentadores remanescentes. Os resultados da análise de fluxo são dados de entrada do programa desenvolvido, e imprescindíveis para a definição do percentual de clientes transferíveis durante as contingências, aproximando as simulações das condições sistêmicas reais;
- O desenvolvimento de um programa que através da leitura do arquivo de texto .pwf, gerado pelo programa de análise de fluxo de potência, carrega os dados elétricos e topológicos do sistema a ser analisado, aplica os algoritmos da metodologia proposta sobre esses dados, e monta um grafo com todos os nós que representam as barras. O planejador escolhe qual barra de carga e de fonte quer analisar, o programa mostra os resultados e permite salvar uma planilha em Excel com os caminhos mínimos e conjuntos mínimos de corte, onde se pode entrar com as taxas de falhas, os tempos de reparo, os percentuais de transferências de carga e calcular os índices de confiabilidade;
- A definição de metas próprias para o DEC acidental de alta tensão, tanto para a condição sistêmica existente quanto para a planejada, permitindo assim avaliar a eficácia das obras propostas para o horizonte que se queira.

Todas essas melhorias proporcionam maior assertividade na avaliação da confiabilidade e consequentemente na priorização de reforços estruturais, sendo mais uma ferramenta para o planejamento de longo prazo.

Como propostas de trabalhos futuros, sugere-se:

- Desenvolver um programa que associe a avaliação da confiabilidade do sistema de subtransmissão com o levantamento automático dos percentuais de transferências de cargas via redes de média tensão, reduzindo assim a quantidade de dados de entrada e agilizando o cálculo dos indicadores de confiabilidade;
- Criar uma interface que permita ao analista inserir graficamente as topologias e parâmetros elétricos do sistema a ser avaliado;
- Avaliar a utilização de outros recursos disponíveis para redução de DEC durante as contingências, como exemplo, a geração distribuída e armazenamento de energia;
- Propor estudos para uma melhor alocação e automação dos dispositivos de manobra e proteção ao longo dos circuitos, visando à redução do tempo de interrupção, e quantificar o efeito destas melhorias nos indicadores de continuidade de serviço;
- Verificar a possibilidade de se utilizar a simulação de Monte Carlo sequencial nas análises de confiabilidade, de forma a considerar, no cálculo do DEC, a variação da carga ao longo do período analisado, o que permitiria, por exemplo, maior transferência em patamares de menor carga.

REFERÊNCIAS

- [A08] ANEEL. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição”, Brasília, Abril de 2015 Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-2> Acessado em 19 de Abril de 2016.
- [A15] ANEEL. “Base de Remuneração Regulatória”. Nota Técnica nº 71/2015-SGT/ANEEL, Brasília, 02 de Abril de 2015. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/023/documento/nota_tecnica_nº_71-2015_brr.pdf Acessado em 29 de Maio de 2017.
- [A16] ANEEL. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica”, Brasília, Janeiro de 2016 Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8> . Acessado em 19 de Abril de 2016.
- [A17] ANEEL. “Indicadores Coletivos de Continuidade”. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/resultado.cfm. Acessado em 11 de Maio de 2017.
- [ABO76] Allan, R.N.; Billinton, R.; Oliveira, M.F. “*An Efficient Algorithm for Deducing the Minimal Cuts and Reliability Indices of a General Network Configuration*”. IEEE Transactions on Reliability, vol. R-25, No.4, Outubro 1976.
- [ABSGS91] Allan, R.N.; Billinton, R.; Sjarief,I.; Goel,L.; So,K.S. “*A Reliability Test System For Educational Purposes- Basic Distribution System Data and Results.*” IEEE Transactions on Power Systems, Vol.6, No.2, Maio 1991.
- [B72] Billinton, R. “*Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation*”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 91, No.2, setembro 1976.

- [B78] Billinton, R. Reliability *"Criteria Used by Canadian Utilities in Generating Capacity Planning and Operation"*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-97, No.3, Maio/Junho 1978.
- [BA92] Billinton, R.; Allan, R.N. *"Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques"*. 2nd ed., Springer Science+Business Media, LLC, New York, 1992.
- [BA96] Billinton, R.; Allan, R.N. *"Reliability Evaluation of Power Systems"*. 2nd ed., Plenum Press. New York and London, 1996.
- [B00] Bollen, J.M.H. *"Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions."* IEEE Press Series on Power Engineering. John Wiley & Sons, New York, 2000.
- [BBK02] Bansal, R.C.; Bhatti, T.S.; Kothari, D.P. *"Discussion of Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation"*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.17, No.3, Novembro 2002.
- [BF01] Billinton, R.; Firuzabad, M.F. *"Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation"*. 1996-1999. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.6, No.4, Novembro 2001.
- [BGG91] Billinton, R.; Gupta, R.; Goel, L. *"Reliability Evaluation of Subtransmission Systems"*. IEEE, Western Canada Conference on Computer, Power and Communications in a Rural Environment, Maio 1991.
- [BH82] Billinton, R.; Hamoud, G. *"Uncertainty Considerations In Frequency and Duration Analyses For Radial and Two Interconnected Systems"*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, No.10, Outubro 1982.
- [BJ96] Billinton, R.; Jonnavithula, S. *"A test System For Teaching Overall Power System Reliability Assessment"*. IEEE Transactions on Power

- Systems, Vol.11, No.4, Novembro 1996.
- [BS94] Billinton, R.; Satish, J. *“Predictive Assessment of Bulk-System Reliability Performance Indices”*. IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 141, No.5 Setembro 1994.
- [BW91] Billinton, R.;Wenyan, L. *“Hybrid Approach for Reliability Evaluation of Composite Generation and Transmission Systems Using Monte-Carlo Simulation and Enumeration Technique”*. IEE Procceding-C, vol.138, No.3, Maio 1991.
- [BZ98] Billinton, R.; Zhang, W. *“Algorithm for Failure Frequency and Duration Assessment of Composite Power Systems”*. IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 145, No.2 Março 1998.
- [C14] CEMIG. “Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas. Norma de Distribuição ND - 3.1”. Belo Horizonte, Janeiro de 2014. Disponível em: http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Paginas/norma_tecnica.aspx. Acesso em: 16 de março de 2017.
- [CLSM03] Cassula, A.M; Leite da Silva, A.M; Sacramento, C.E; Manso, L.A.F. *“Avaliação Integrada da Confiabilidade de Sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição Baseada em Simulação Cronológica”*. SNPTTEE, 2003.
- [CYHS10] Cheng, L.; Ye, X.; He, J.; Sun, Y. *“Sequential Short-term Reliability Evaluation Considering Repair Time Distribution”*. Electrical Engineering Department Tsinghua University. Beijing, China, 973 Program of China IEEE, 2010.
- [E09] ENERGY SAFETY WA. *“Power Line Fault and Bush Fire Near Cape Naturaliste Lighthouse”*. A Report Prepared By Energy Safety WA, Dunsborough, Western Australia, Março de 2009. Disponível em: <<https://www.commerce.wa.gov.au/sites/default/files/atoms/files/dunsbo>

rough_fire_report_feb_2009.pdf> . Acesso em: 16 de Março de 2017.

- [FNPAB16] Freitas da Silva, R.G; Nunes, J.S.; Pereira, P.C.T.; Araujo, C.B.; Bibiano, R.M. “Nova Abordagem na Determinação da Potência Admissível dos Transformadores de Pot. na Visão do Planej.da Operação e Manutenção”. XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, SENDI, Novembro de 2016.
- [GG00] Gupta, R.; Goel, L. *“An Educational Tool For Subtransmission System Reliability Evaluation”*. IEEE, Nanyang Technological University, Singapore, 2000.
- [GG02] Gupta, R.; Goel, L. *“Incorporating Health Constraints in Reliability Evaluation of Subtransmission Systems”*. IEEE, Power Engineering Society Winter Meeting, Singapore, 2000.
- [G02] Gomes, A.J.B.R. “Proposta para Consideração da Análise de Confiabilidade de Subestações no Planejamento da Expansão de Sistemas de Energia Elétrica”. Dissertação de Mestrado, UFMG, Novembro 2002.
- [G14] Guembarovski, R.H. “Um Modelo de Referência Orientado ao Conhecimento para o Processo de Planejamento de Sistemas de Distribuição de Média Tensão”. Tese de Doutorado, UFSC, 2014.
- [G15] Goulart, M. S. “Aplicação da Confiabilidade na Reconfiguração de Sistemas de Distribuição”. Dissertação de Mestrado, UFSJ, 2015.
- [GMP64] Gaver, D.P.; Montmeat, F.E.; Patton, A.D. *“Power System Reliability I- Measures of Reliability and Methods of Calculation”*. IEEE Winter Power Meeting, Julho 1964.
- [IEEE79] The IEEE Reliability Test System -1979. *“A Report Prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee”*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.PAS-98, No.6, Dezembro 1979.

- [IEEE99] The IEEE Reliability Test System -1996. *“A Report Prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee”*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.14, No.3, Agosto 1999.

- [IEEE07] IEEE. *“Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems”*. Power Systems Reliability Subcommittee, IEEE Std 493, 2007.

- [KRS09] Kagan, N.; Robba, E.J.; Schmidt, H.P. *“Estimação de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica”*. São Paulo: Blucher, 2009.

- [LCBM01] Leite da Silva, A.M.; Cassula, A.M.; Billinton, R.; Manso, L.A.F. *“Optimum Load Shedding Strategies in Distribution Systems”*. Paper presented at PPT 2001 IEEE Porto Tech Conference . Portugal, Setembro, 2001.

- [LCBM02] Leite da Silva, A.M.; Cassula, A.M.; Billinton, R.; Manso, L.A.F. *“Integrated Reliability Evaluation of Generation. Transmission and Distribution Systems”*. IEEE, 2002.

- [LCMA02] Leite da Silva, A.M; Costa, J.G.C.; Manso, L.A.F.; Anders, G.J. *“Transmission Capacity: Availability, Maximum Transfer and Reliability”*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.17, No.3, Agosto 2002.

- [LC14] Leite da Silva, A.M.; Costa, J.G.C. *“Confiabilidade de Sistemas Elétricos”*, Apostila da Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, 2014.

- [LCFSG06] Leite da Silva, A.M.; Cassula, L.C.; Freire, J.C.; Sacramento, C.E.; Guimarães, A.C. *“Chronological Monte Carlo-Based Assessment of Distribution System Reliability”*. 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH, Stockholm, Sweden – Julho 2006.

- [LJR13] Lacanina, P.J.M.; Jaen, A.L.V.; Ramos, J.L.M. *“Hybrid Procedure Including Subtransmission Systems and Substations for Reliability*

- Assessment*". IET Generation, Transmission & Distribution, 2013.
- [L13] Lima, D.A.C. "Localização de Falhas em Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica Baseada na Impedância Aparente: Algoritmo Utilizando Dados de um Terminal". Dissertação de Mestrado, UFRGS, Março 2013.
- [M15] Ministério de Minas e Energia. Decreto N° 8.461, de 2 de Junho de 2015. http://www.planalto.gov.br/CCIVIL_03/_Ato2015-2018/2015/Decreto/D8461.htm Acessado em :24/09/2016 às 19:15
- [MH13] Muhaini, M.A.; Heydt, G. "*Customized Reduction Techniques for Power Distribution System Reliability Analysis*". 978-1-4799-1303-9/13/\$31.00 ©2013 IEEE.
- [N05] Nascimento, L.C. "Avaliação da Confiabilidade Utilizando Programação Orientada a Objeto: Aplicação em um Sistema Elétrico Interligado a uma Central de Cogeração". Dissertação de Mestrado apresentada à UNESP, Maio de 2005.
- [N09] Nascimento, L.C. "Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição Utilizando Processamento Distribuído". Tese de Doutorado, UNIFEI, Agosto de 2009.
- [OG98] Ou, Y.;Goel, L. "*Subtransmission System Reliability Worth Assessment Using the Monte Carlo Simulation Method*". IEEE, Nanyang Technological University, Singapore, 1998.
- [P08] Pinto, C.L.S. "Otimização em Dois Níveis Aplicada a Priorização de Obras do Sistema de Distribuição, Voltada ao Cumprimento dos Índices de Continuidade". Tese de Doutorado, USP, Março 2008.
- [S01] Soares, L.A.E. "Uma Abordagem Multicritério para o Planejamento Ótimo de Sistemas de Distribuição de Energia". Dissertação de Mestrado. UFMG, Março de 2001.
- [S07] Sacramento, C.E. "Planejamento Dinâmico da Expansão de Sistemas

- de Subtransmissão Através de Metaheurísticas”. Tese de Doutorado, UNIFEI, Agosto 2007.
- [S12] Santos, F.L.D; “Planejamento da Expansão de Sistemas de Subtransmissão de Energia Elétrica”. Dissertação de Mestrado, UFSJ, Setembro 2012.
- [SPSVSI16] Sebastião da Silva, F.; Pereira, P.C.T.; Silveira, E.G.; Vinícius da Silva, M.; Santos, A.V.C. dos; Ildefonso da Silva, F.M. “Método para Estimar a Confiabilidade de Sistemas de Subtransmissão de Energia – DEC Estrutural”. XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, SENDI, Novembro de 2016.
- [SSC08] Schiling, M.T.; Stacchini, J.C.; Coutto Filho, M.B.D.; “*Power System Probabilistic Reliability Assessment: Current Procedures in Brazil*”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.23, No.3, Agosto 2008.
- [T96] Tang, Y. “*Power Distribution System Planning With Reliability Modeling and Optimization*”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.11, No.1, Fevereiro 1996.

ANEXO A – REVISÃO DOS CONCEITOS DE PROBABILIDADE

Tendo em vista que as análises de confiabilidade são baseadas em métodos probabilísticos, se faz necessário a apresentação dos conceitos fundamentais desta ciência.

A.1 - Espaço Amostral

Um espaço amostral, segundo [IEEE07], é o conjunto de todas as condições possíveis de um fenômeno. Por exemplo, considere um sistema com 3 componentes. Assumindo que cada componente pode estar operando ou em modo de falha, considere o espaço amostral a seguir:

$S = (1L, 2L, 3L), (1D, 2L, 3L), (1L, 2D, 3L), (1L, 2U, 3D), (1D, 2D, 3L), (1D, 2L, 3D), (1L, 2D, 3D), (1D, 2D, 3D)$

Onde iU e iD significa que o componente i esta, respectivamente, Ligado ou Desligado. A possibilidade de resultados de um sistema também é chamada de Estados do Sistema, e o conjunto de todas as possibilidades de estados de um sistema é chamado de *Espaço de Estados do Sistema*.

A.2 - Evento

No exemplo de um sistema de 3 componentes, as descrições (1D, 2D, 3L), (1D, 2L, 3D), (1L, 2D, 3D), e (1D, 2D, 3D) definem os eventos em que cada 2 ou 3 componentes estão em modo de falha. Assumindo que o mínimo de 2 componentes é necessário para o sistema operar, este conjunto de estados (A) também define a falha do sistema. Então, sendo A um conjunto de estados do sistema, e o evento A (N) é dito ter ocorrido se o sistema esta em um estado que seja membro do conjunto A.

A.3 - Propriedades combinatórias das probabilidades de eventos

A.4 - Regra de adição de probabilidades

Dois eventos, A_1 e A_2 são *mutualmente exclusivos* se eles não puderem ocorrer juntos. Para eventos A_1 e A_2 que *não são mutuamente exclusivos*, ou seja, que podem ocorrer simultaneamente veja a equação (A1).

$$P(A_1 \cup A_2) = P(A_1) + P(A_2) - P(A_1 \cap A_2) \quad (A1)$$

Onde

$P(A_1 \cup A_2)$ é a probabilidade de A_1 ou A_2 , ou ambos ocorrerem.

$P(A_1 \cap A_2)$ é a probabilidade de A_1 e A_2 ocorrerem simultaneamente.

Quando A_1 e A_2 são mutuamente exclusivos, eles não podem ocorrer juntos, $P(A_1 \cap A_2)=0$, então a equação (A1) reduz a equação (A2).

$$P(A_1 \cup A_2) = P(A_1) + P(A_2) \quad (A2)$$

Onde A_1 e A_2 são mutuamente exclusivos.

A.5 - Regra de multiplicação de probabilidades

Se a probabilidade de ocorrência de um evento A_1 é afetada pela ocorrência de A_2 , então A_1 e A_2 não são *eventos independentes*.

A probabilidade condicional do evento A_1 , dado que o evento A_2 já tenha ocorrido, é denotada por $P(A_1 | A_2)$, equação (A3).

$$P(A_1 \cap A_2) = P(A_1 | A_2)P(A_2) \quad (A3)$$

A equação (1.4) também é usada para cálculo da probabilidade condicional:

$$P(A_1 | A_2) = P(A_1 \cap A_2)/P(A_2) \quad (A4)$$

Quando, no entanto, eventos A_1 e A_2 são independentes, ou seja, a ocorrência de A_2 não afeta a ocorrência de A_1 , utiliza-se a equação (A5).

Anexo A

$$P(A1 \cap A2) = P(A1)P(A2)$$

(A5)

Complementação

$A'1$ é usado para denotar o complemento do evento $A1$. O complemento $A'1$ é o conjunto de estados que não são membros de $A1$, conforme equação (A.6).

$$P(A'1) = 1 - P(A1)$$

(A6)

ANEXO B – DADOS DO SISTEMA IEEE - RBTS BARRA 4

Tabela 26 - Dados Estocásticos dos Alimentadores e Linhas RBTS – Barra 4

EQUIP.	N	NOME	[km]	λ_p [falhas/ km.ano]	λ_p [falhas/ ano]	λ_t [falhas/k m.ano]	λ_t [falhas /ano]	r [horas] reparo	r [horas] manobra	r [horas] proteção
LINHAS	30	LT1	15,	0,046	0,690	0,06	0,90	8	2	0,083
	31	LT2	15,	0,046	0,690	0,06	0,90	8	2	0,083
	32	LD1	10,	0,046	0,460	0,06	0,60	8	2	0,083
	33	LD2	15	0,046	0,690	0,06	0,90	8	2	0,083
	34	LD3	15	0,046	0,690	0,06	0,90	8	2	0,083
	35	LD4	10	0,046	0,460	0,06	0,60	8	2	0,083
ALIMENTADORES	36	F1	7,2	0,065	0,468			5	1	0,083
	37	F2	5,1	0,065	0,331			5	1	0,083
	38	F3	8,55	0,065	0,557			5	1	0,083
	39	F6	4,3	0,065	0,279			5	1	0,083
	40	F7	8,6	0,065	0,559			5	1	0,083
	41	F4	9,35	0,065	0,607			5	1	0,083
	42	F5	4,3	0,065	0,279			5	1	0,083

Anexo B

Tabela 27 - Dados Estocásticos das Chaves e Disjuntores para o RBTS – Barra 4

EQUIP	NOME	[km]	λ_p [falhas/ km.ano]	λ_p [falhas /ano]	λ_t [falhas/ km.ano]	λ_t [falhas /ano]	r [horas] reparo	r [horas] manobra	r [horas] proteção
DISJUNTORES	DJ1	0	0,002	0,002	0,02	0,02	4	1	0,083
	DJ2	0	0,002	0,002	0,02	0,02	4	1	0,083
	DJ3	0	0,002	0,002	0,02	0,02	4	1	0,083
	DJ4	0	0,002	0,002	0,02	0,02	4	1	0,083
	LT1	0	0,002	0,002	0,02	0,02	4	1	0,083
	DJ6	0	0,002	0,002	0,02	0,02	4	1	0,083
	DJ7	0	0,002	0,002	0,02	0,02	4	1	0,083
	DJ8	0	0,002	0,002	0,02	0,02	4	1	0,083
	DJ9	0	0,002	0,002	0,02	0,02	4	1	0,083
	DJ10	0	0,002	0,002	0,02	0,02	4	1	0,083
	DJ11	0	0,002	0,002	0,02	0,02	4	1	0,083
	DJ12	0	0,002	0,002	0,02	0,02	4	1	0,083
	DJ13	0	0,006	0,006	0,06	0,06	4	1	0,083
	DJ14	0	0,006	0,006	0,06	0,06	4	1	0,083
	DJ15	0	0,006	0,006	0,06	0,06	4	1	0,083
	DJ16	0	0,006	0,006	0,06	0,06	4	1	0,083
	DJ17	0	0,006	0,006	0,06	0,06	4	1	0,083
	DJ18	0	0,006	0,006	0,06	0,06	4	1	0,083
	DJ27	0	0,006	0,006	0,06	0,06	4	1	0,083
	DJ28	0	0,006	0,006	0,06	0,06	4	1	0,083
	DJ29	0	0,006	0,006	0,06	0,06	4	1	0,083
	DJ30	0	0,006	0,006	0,06	0,06	4	1	0,083
	DJ31	0	0,006	0,006	0,06	0,06	4	1	0,083
	DJ32	0	0,006	0,006	0,06	0,06	4	1	0,083
	DJ33	0	0,006	0,006	0,06	0,06	4	1	0,083
CHAVES	NA1	0	0	0	0	0	0	1	0,083
	NA2	0	0	0	0	0	0	1	0,083
	NA3	0	0	0	0	0	0	1	0,083
	NA4	0	0	0	0	0	0	1	0,083

Tabela 28 - Dados Estocásticos dos Transformadores do RBTS – Barra 4

EQUIP.	NOME	Tensão kV	λ_p [falhas /ano]	λ_t [falhas /ano]	r [horas] reparo	r [horas] troca	r [horas] proteção	Tmm [horas]	Pot. Nom. [MVA]
TRANSFORMADORES	T1	138-33	0,015	0,05	200	15	0,083	1	40
	T2	138-33	0,015	0,05	200	15	0,083	1	40
	T3	33-11	0,015	0,05	200	15	0,083	1	16
	T4	33-11	0,015	0,05	200	15	0,083	1	16
	T5	33-11	0,015	0,05	200	15	0,083	1	10
	T6	33-11	0,015	0,05	200	15	0,083	1	10
	T7	33-11	0,015	0,05	200	15	0,083	1	10
	T8	33-11	0,015	0,05	200	15	0,083	1	10

Anexo B

Tabela 29 - Dados Operacionais do Sistema RBTS – Barra 4

EQUIP.	N	NOME	BARRA DE	NOME DE	BARRA PARA	NOME PARA	R%	X%	Mvar	MVA
DISJUNTORES	1	DJ1	1	BUS_04_GER	9	DJ1				
	2	DJ2	1	BUS_04_GER	10	DJ2				
	3	DJ3	11	DJ3	2	BUS_04_33KV				
	4	DJ4	12	DJ4	2	BUS_04_33KV				
	5	LT1	13	DJ5	3	SP1_33 KV				
	6	DJ6	14	DJ6	3	SP1_33 KV				
	7	DJ7	15	DJ7	3	SP1_33 KV				
	8	DJ8	16	DJ8	4	SP3_33 KV				
	9	DJ9	17	DJ9	4	SP3_33 KV				
	10	DJ10	18	DJ10	4	SP3_33 KV				
	11	DJ11	19	DJ11	5	SP2_33 KV				
	12	DJ12	20	DJ12	5	SP2_33 KV				
	13	DJ13	21	DJ13	6	SP1_11 KV				
	14	DJ14	22	DJ14	6	SP1_11 KV				
	15	DJ15	23	DJ15	7	SP3_11 KV				
	16	DJ16	24	DJ16	7	SP3_11 KV				
	17	DJ17	25	DJ17	8	SP2_11 KV				
	18	DJ18	26	DJ18	8	SP2_11 KV				
	19	DJ27	6	SP1_11 KV	27	F1				
	20	DJ28	6	SP1_11 KV	28	F2				
	21	DJ29	6	SP1_11 KV	29	F3				
	22	DJ30	7	SP3_11 KV	30	F6				
	23	DJ31	7	SP3_11 KV	31	F7				
	24	DJ32	8	SP2_11 KV	32	F4				
	25	DJ33	8	SP2_11 KV	33	F5				
CHAVES	26	NA1	34	TM1	35	TM7				
	27	NA2	36	TM2	37	TM6				
	28	NA3	37	TM6	38	TM5				
	29	NA4	39	TM3	40	TM4				
LINHAS	30	LT1	2	BUS_04_33KV	3	SP1_33 KV	37,68	52,85	0,0710	40
	31	LT2	2	BUS_04_33KV	3	SP1_33 KV	37,68	52,85	0,0710	40
	32	LD1	13	DJ5	20	DJ12	25,12	35,23	0,0473	40
	33	LD2	14	DJ6	17	DJ9	37,68	52,85	0,0710	40
	34	LD3	15	DJ7	16	DJ8	37,68	52,85	0,0710	40
	35	LD4	18	DJ10	19	DJ11	25,12	35,23	0,0473	40
ALIMENTADORES	36	F1	27	F1	34	TM1	1,19	2,54		10
	37	F2	28	F2	36	TM2	0,84	1,8		10
	38	F3	29	F3	39	TM3	1,41	3,02		10
	39	F6	30	F6	37	TM6	0,71	1,52		10
	40	F7	31	F7	35	TM7	1,42	3,04		10
	41	F4	32	F4	40	TM4	1,54	3,3		10
	42	F5	33	F5	38	TM5	0,71	1,52		10

Anexo B

Tabela 30 - Dados Operacionais das Barras do RBTS – Barra 4

BARRA N°	BARRA NOME	TENSÃO [kV]	λ_p [falhas/ano]	λ_t [falhas/ano]	r [horas] reparo	Demanda média [MW]	Demanda máxima [MW]	Número consumidores
1	BUS_04_GER	138	0,0010	0,010	2			
2	BUS_04_33KV	33	0,0010	0,010	2			
3	SP1_33 KV	33	0,0010	0,010	2			
4	SP3_33 KV	33	0,0010	0,010	2			
5	SP2_33 KV	33	0,0010	0,010	2			
6	SP1_11 KV	11	0,0010	0,010	2	10,47	17,04	2.183
7	SP3_11 KV	11	0,0010	0,010	2	7,09	11,55	1.293
8	SP2_11 KV	11	0,0010	0,010	2	7,01	11,40	1.303
9	DJ1	33	0,0010	0,010	2			
10	DJ2	33	0,0010	0,010	2			
11	DJ3	33	0,0010	0,010	2			
12	DJ4	33	0,0010	0,010	2			
13	DJ5	33	0,0010	0,010	2			
14	DJ6	33	0,0010	0,010	2			
15	DJ7	33	0,0010	0,010	2			
16	DJ8	33	0,0010	0,010	2			
17	DJ9	33	0,0010	0,010	2			
18	DJ10	33	0,0010	0,010	2			
19	DJ11	33	0,0010	0,010	2			
20	DJ12	33	0,0010	0,010	2			
21	DJ13	11	0,0010	0,010	2			
22	DJ14	11	0,0010	0,010	2			
23	DJ15	11	0,0010	0,010	2			
24	DJ16	11	0,0010	0,010	2			
25	DJ17	11	0,0010	0,010	2			
26	DJ18	11	0,0010	0,010	2			
27	F1	11	0,0010	0,010	2	3,51	5,70	1.100
28	F2	11	0,0010	0,010	2	3,5	5,70	3
29	F3	11	0,0010	0,010	2	3,465	5,63	1.080
30	F6	11	0,0010	0,010	2	3,5	5,70	3
31	F7	11	0,0010	0,010	2	3,595	5,84	1.290
32	F4	11	0,0010	0,010	2	4,01	6,51	1.300
33	F5	11	0,0010	0,010	2	3	4,89	3
34	TM1	11	0,0010	0,010	2	3,51	5,70	1.100
35	TM7	11	0,0010	0,010	2	3,595	5,84	1.290
36	TM2	11	0,0010	0,010	2	3,5	5,70	3
37	TM6	11	0,0010	0,010	2	3,5	5,70	3
38	TM5	11	0,0010	0,010	2	3	4,89	3
39	TM3	11	0,0010	0,010	2	3,465	5,63	1.080
40	TM4	11	0,0010	0,010	2	4,01	6,51	1.300

ANEXO C – DADOS DO SDAT 18 BARRAS

Tabela 31 - Dados Estocásticos das Linhas e Chaves do SDAT 18 Barras

Tipo	Barra DE	Barra Para	Material Torre	[km]	λ_p [falhas/km.ano]	λ_p [falhas/ano]	r_p [horas]	a_L [%]
L1	1	2	Metálica	80,6	0,0011	0,0887	7	0
L2	1	2	Metálica	62,7	0,0011	0,0690	7	0
L3	2	3	Metálica	63	0,0011	0,0693	7	0
L4	3	18	Metálica	0,3	0,0011	0,0003	7	0
L5	4	22	Metálica	17	0,0011	0,0187	7	0
L6	4	3	Metálica	56,7	0,0011	0,0624	7	0
L7	9	5	Madeira	12,0	0,0136	0,1632	7	0
L7	9	5	Metálica	37,4	0,0020	0,0748	7	0
L8	10	6	Metálica	43,17	0,0020	0,0863	7	0
CH1	11	12		1	0,0010	0,0010	7	0
CH2	13	14		1	0,0010	0,0010	7	0
CH3	15	16		1	0,0010	0,0010	7	0
L8	20	4	Metálica	20	0,0011	0,0220	7	0
L9	20	19	Metálica	35	0,0011	0,0385	7	0
L10	4	24	Metálica	55	0,0011	0,0605	7	100

Tabela 32 - Dados Estocásticos dos Transformadores do SDAT 18 Barras

Tipo	Barra DE	Tensão de	Barra Para	Tensão Para	λ_p [falhas/ano]	λ_t [falhas/ano]	r_p [hrs]	r_t [hrs]	Tmm [hrs]	a_r %	a_s %	a_D %
AT1	2	138	9	69	0,00836	0,0194	82,31	5	1,5	100		
TR1	2	138	11	13,8	0,01044	0,0137	82,31	5	1,5			55
TR2	2	138	12	13,8	0,01044	0,0137	82,31	5	1,5			56
AT2	2	138	9	69	0,00836	0,0194	82,31	5	1,5	100		
AT3	3	138	10	69	0,00836	0,0194	72,86	5	1,5			
TR3	4	138	13	13,8	0,01044	0,0137	85,42	5	1,5			81
TR4	4	138	14	13,8	0,01044	0,0137	85,42	5	1,5			92
T1	5	69	7	13,8	0,01044	0,0137	60,41	5	1,5	71		
T3	5	69	8	13,8	0,01044	0,0137	60,41	5	1,5			
T2	5	69	7	13,8	0,01044	0,0137	60,41	5	1,5	71		
TR5	6	69	17	13,8	0,01044	0,0137	60,93	5	1,5			
R1	7	13,8	15	13,8	0,01044	0,0137	60,41	5	1,5			
R2	8	13,8	16	13,8	0,01044	0,0137	60,41	5	1,5			
TR6	20	138	21	13,8	0,01044	0,0137	85,42	5	1,5			
TR7	22	138	23	13,8	0,01044	0,0137	85,42	5	1,5			

Anexo C

Tabela 33 - Dados Operacionais das Linhas e Chaves do SDAT 18 Barras

Tipo	Barra DE	Nome DE	Tensão	Barra Para	Nome Para	r%	x%	MVA _r	MVA	T _{ma}
L1	1	SE_01_RB138	138	2	SE_02_138KV	6,10	16,50	4,00	125	0,05
L2	1	SE_01_RB138	138	2	SE_02_138KV	8,00	20,50	5,20	125	0,05
L3	2	SE_02_138 kV	138	3	SE_03_138KV	7,39	19,50	4,61	72	0,05
L4	3	SE_03_138 kV	138	18	CLIENTE_AT	0,05	0,08	0,01	48	0,05
L5	4	SE_04_138 kV	138	22	SE_22_138KV	1,41	4,39	10,78	125	0,05
L6	4	SE_04_138 kV	138	3	SE_03_138KV	4,20	11,06	2,61	64	0,05
L7	9	SE_02_69 kV	69	5	SE_05_69KV	35,00	52,00	0,60	20	0,05
L8	10	SE_03_69 kV	69	6	SE_06_69KV	27,13	45,01	0,68	20	0,05
CH1	11	SE_02_LOAD_A	13,8	12	SE_02_LOAD_B					0,05
CH2	13	SE_04_LOAD_A	13,8	14	SE_04_LOAD_B					0,05
CH3	15	SE_05_LOAD_A	13,8	16	SE_05_LOAD_B					0,05
L8	20	SE_20_138 kV	138	4	SE_04_138KV	2,00	6,46	1,58	125	0,05
L9	20	SE_20_138 kV	138	19	SE_19_RB138	2,90	9,00	2,22	125	0,05

Sendo:

λ_p Taxa de falha permanente;

λ_t Taxa de falha temporária;

r_p Tempo para substituição do equipamento – falha permanente;

r_t Tempo de reparo do equipamento – falha temporária;

TMR Tempo médio para restabelecimento;

Tmm Tempo médio para manobra de chaves seccionadoras manuais;

Tma Tempo para manobra de chaves seccionadoras motorizadas ou disjuntores;

$r\%$ Resistência percentual Sb 100 MVA, Vb 138 kV, Zb 190,44 Ω ;

$x\%$ Reatância percentual Sb 100 MVA, Vb 138 kV, Zb 190,44 Ω ;

aL Percentual de transferência de carga na perda de linha;

ar Percentual de transferência entre transformadores em paralelo direto;

ad Percentual de transferência entre transformadores em paralelo indireto;

as Percentual de transferência entre autotransformadores em paralelo indireto;

Anexo C

Tabela 34 - Dados Operacionais das Barras do SDAT 18 Barras

Numero	Nome	Tensão [kV]	MW	Mvar
1	SE_01_RB138	138,0		
2	SE_02_138 kV	138,0		
3	SE_03_138 kV	138,0		
4	SE_04_138 kV	138,0		
5	SE_05_69 kV	69,0		
6	SE_06_69 kV	69,0		
7	SE_05_13,8 kV	13,8		
8	SE_05_13,8 kV	13,8		
9	SE_02_69 kV	69,0		
10	SE_03_69 kV	69,0		
11	SE_02_LOAD_A	13,8	17,45	8,45
12	SE_02_LOAD_B	13,8	17,40	8,00
13	SE_04_LOAD_A	13,8	15,10	3,75
14	SE_04_LOAD_B	13,8	15,00	7,00
15	SE_05_LOAD_A	13,8	8,00	3,40
16	SE_05_LOAD_B	13,8	8,90	3,80
17	SE_06_LOAD_A	13,8	3,70	1,60
18	CLIENTE_AT	138,0	30,00	9,00

Tabela 35 - Dados Operacionais dos Transformadores do SDAT 18 Barras

N	Nome	Barra DE	Nome DE	Tensão DE [kV]	Barra Para	Nome Para	Tensão Para [kV]	x%	MVA	MVA AD
14	AT1	2	SE_02_138 kV	138	9	SE_02_69KV	69	38,26	33,0	40
15	TR1	2	SE_02_138 kV	138	11	SE_02_LOAD_A	13,8	82,27	25,0	30
16	TR2	2	SE_02_138 kV	138	12	SE_02_LOAD_B	13,8	82,27	25,0	30
17	AT2	2	SE_02_138 kV	138	9	SE_02_69KV	69	38,26	33,0	40
18	AT3	3	SE_03_138 kV	138	10	SE_03_69KV	69	37,02	15,0	18
19	TR3	4	SE_04_138 kV	138	13	SE_04_LOAD_A	13,8	81,65	25,0	30
20	TR4	4	SE_04_138 kV	138	14	SE_04_LOAD_B	13,8	77,06	25,0	30
21	T1	5	SE_05_69 kV	69	7	SE_05_13,8KV	13,8	136,40	5,0	6,3
22	T3	5	SE_05_69 kV	69	8	SE_05_13,8KV	13,8	96,66	12,5	15
23	T2	5	SE_05_69 kV	69	7	SE_05_13,8KV	13,8	142,4	5,0	6,3
24	TR5	6	SE_06_69 kV	69	17	SE_06_LOAD_A	13,8	53,84	12,5	15
25	R1	7	SE_05_13,8kV	13,8	15	SE_05_LOAD_A	13,8	0,50	10,0	12
26	R2	8	SE_05_13,8kV	13,8	16	SE_05_LOAD_B	13,8	0,50	10,0	12
27	TR6	20	SE_20_138kV	138	21	SE_20_LOAD_A	13,8	25,0	15,0	18
28	TR7	22	SE_22_138kV	138	23	SE_22_LOAD_A	13,8	25,0	15,0	18

ANEXO D – CAMINHOS MÍNIMOS DO RBTS BARRA 4

Tabela 36 - Caminhos Mínimos - Sistema RBTS Barra 4 – SP2

Caminhos	Ramos										
I	43<->8	43<->26	26<->5	46<->5	46<->20	20<->13	13<->3	44<->3			
II	43<->8	43<->25	25<->5	46<->5	46<->20	20<->13	13<->3	44<->3			
III	43<->8	43<->25	25<->5	46<->5	46<->19	19<->18	45<->18	45<->16	16<->15	15<->3	44<->3
IV	43<->8	43<->25	25<->5	46<->5	46<->19	19<->18	45<->18	45<->17	17<->14	14<->3	44<->3
V	43<->8	43<->26	26<->5	46<->5	46<->19	19<->18	45<->18	45<->17	17<->14	14<->3	44<->3
VI	43<->8	43<->26	26<->5	46<->5	46<->19	19<->18	45<->18	45<->16	16<->15	15<->3	44<->3

Tabela 37 - Caminhos Mínimos - Sistema RBTS Barra 4 – SP3

Caminhos	Ramos										
I	42<->7	42<->23	23<->4	45<->4	45<->16	16<->15	15<->3	44<->3			
II	42<->7	42<->23	23<->4	45<->4	45<->17	17<->14	14<->3	44<->3			
III	42<->7	42<->24	24<->4	45<->4	45<->17	17<->14	14<->3	44<->3			
IV	42<->7	42<->24	24<->4	45<->4	45<->16	16<->15	15<->3	44<->3			
V	42<->7	42<->24	24<->4	45<->4	45<->18	19<->18	46<->19	46<->20	20<->13	13<->3	44<->3
VI	42<->7	42<->23	23<->4	45<->4	45<->18	19<->18	46<->19	46<->20	20<->13	13<->3	44<->3

Tabela 38 - Matriz dos Caminhos NF – RBTS Barra 4 – SP2

Caminhos	Elementos																	
	43<->8	43<->26	26<->5	46<->5	46<->20	20<->13	13<->3	44<->3	43<->25	25<->5	46<->19	19<->18	45<->18	45<->16	16<->15	15<->3	45<->17	17<->14
I	S	S	S	S	S	S	S	S	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
II	S	N	N	S	S	S	S	S	S	S	N	N	N	N	N	N	N	N
III	S	N	N	S	N	N	N	S	S	S	S	S	S	S	S	S	N	N
IV	S	N	N	S	N	N	N	S	S	S	S	S	S	N	N	N	S	S
V	S	S	S	S	N	N	N	S	N	N	S	S	S	N	N	N	S	S
VI	S	S	S	S	N	N	N	S	N	N	S	S	S	S	S	S	N	N

Tabela 39 - Matriz dos Caminhos NF – RBTS Barra 4 – SP3

Caminhos	Elementos																		
	42<->7	42<->23	23<->4	45<->4	45<->16	16<->15	15<->3	44<->3	45<->17	17<->14	14<->3	42<->24	24<->4	45<->18	19<->18	46<->19	46<->20	20<->13	13<->3
I	S	S	S	S	S	S	S	S	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
II	S	S	S	S	N	N	N	S	S	S	S	N	N	N	N	N	N	N	N
III	S	N	N	S	N	N	N	S	S	S	S	S	S	N	N	N	N	N	N
IV	S	N	N	S	S	S	S	S	N	N	N	S	S	N	N	N	N	N	N
V	S	N	N	S	N	N	N	S	N	N	N	S	S	S	S	S	S	S	S
VI	S	S	S	S	N	N	N	S	N	N	N	N	N	S	S	S	S	S	S

ANEXO E – CONJUNTOS MÍNIMOS DE CORTE DO RBTS BARRA 4

As tabelas com os caminhos mínimos e conjuntos mínimos de corte da barra SP1 encontram-se no item 4.2.2.

Os números dos ramos e elementos referem-se às barras DE para as barras PARA, por exemplo, 43<->8 refere-se à barra SP2 11 kV.

Tabela 40 - Conjuntos Mínimos de Corte – RBTS Barra 4 – SP2

Eventos	Ordens	Conjuntos de Corte Mínimo			Eventos	Ordens	Conjuntos de Corte Mínimo		
1	1	43<->8			32	3	46<->19	15<->3	45<->17
2	1	46<->5			33	3	46<->20	16<->15	45<->17
3	1	44<->3			34	3	20<->13	45<->16	45<->17
4	2	43<->26	43<->25		35	3	19<->18	45<->16	45<->17
5	2	43<->26	25<->5		36	3	45<->18	16<->15	45<->17
6	2	26<->5	43<->25		37	3	45<->18	45<->16	17<->14
7	2	26<->5	25<->5		38	3	19<->18	45<->16	17<->14
8	3	46<->20	46<->19		39	3	45<->18	16<->15	17<->14
9	3	20<->13	46<->19		40	3	45<->18	45<->16	14<->3
10	3	46<->20	19<->18		41	3	19<->18	16<->15	45<->17
11	3	20<->13	45<->18		42	3	45<->18	15<->3	45<->17
12	3	13<->3	19<->18		43	3	46<->19	45<->16	45<->17
13	3	20<->13	19<->18		44	3	13<->3	16<->15	17<->14
14	3	46<->20	45<->18		45	3	46<->20	15<->3	14<->3
15	3	13<->3	46<->19		46	3	20<->13	16<->15	14<->3
16	3	13<->3	45<->18		47	3	13<->3	45<->16	14<->3
17	3	46<->19	45<->17	45<->16	48	3	13<->3	15<->3	45<->17
18	3	46<->20	45<->17	45<->16	49	3	20<->13	15<->3	17<->14
19	3	45<->18	16<->15	14<->3	50	3	13<->3	16<->15	14<->3
20	3	19<->18	15<->3	45<->17	51	3	13<->3	15<->3	17<->14
21	3	46<->19	16<->15	45<->17	52	3	20<->13	15<->3	14<->3
22	3	46<->20	45<->16	45<->17	53	3	19<->18	15<->3	14<->3
23	3	19<->18	16<->15	17<->14	54	3	46<->19	16<->15	14<->3
24	3	45<->18	15<->3	17<->14	55	3	46<->20	45<->16	14<->3
25	3	46<->19	45<->16	17<->14	56	3	46<->20	15<->3	45<->17
26	3	19<->18	15<->3	17<->14	57	3	20<->13	16<->15	45<->17
27	3	46<->19	16<->15	17<->14	58	3	13<->3	45<->16	45<->17
28	3	46<->20	45<->16	17<->14	59	3	46<->19	15<->3	17<->14
29	3	19<->18	16<->15	14<->3	60	3	46<->20	16<->15	17<->14
30	3	45<->18	15<->3	14<->3	61	3	20<->13	45<->16	17<->14
31	3	46<->19	45<->16	14<->3	62	3	13<->3	16<->15	45<->17

Anexo E

Tabela 41 - Conjuntos Mínimos de Corte – RBTS Barra 4 – SP3

Eventos	Ordens	Elementos			Eventos	Ordens	Elementos		
1	1	42<->7			32	3	45<->16	45<->17	46<->20
2	1	45<->4			33	3	16<->15	45<->17	46<->19
3	1	44<->3			34	3	45<->16	17<->14	46<->19
4	1	42<->23	42<->24		35	3	15<->3	17<->14	46<->20
5	2	42<->23	24<->4		36	3	16<->15	14<->3	46<->20
6	2	23<->4	42<->24		37	3	15<->3	45<->17	20<->13
7	2	23<->4	24<->4		38	3	45<->16	14<->3	20<->13
8	2	45<->16	45<->17	45<->18	39	3	16<->15	17<->14	20<->13
9	3	15<->3	45<->17	45<->18	40	3	45<->16	17<->14	13<->3
10	3	45<->16	14<->3	45<->18	41	3	16<->15	45<->17	13<->3
11	3	16<->15	17<->14	45<->18	42	3	15<->3	14<->3	46<->19
12	3	45<->16	45<->17	46<->19	43	3	15<->3	17<->14	46<->19
13	3	16<->15	45<->17	19<->18	44	3	16<->15	14<->3	46<->19
14	3	45<->16	17<->14	19<->18	45	3	15<->3	45<->17	46<->20
15	3	45<->16	45<->17	19<->18	46	3	45<->16	14<->3	46<->20
16	3	16<->15	45<->17	45<->18	47	3	16<->15	17<->14	46<->20
17	3	45<->16	17<->14	45<->18	48	3	45<->16	17<->14	20<->13
18	3	15<->3	17<->14	19<->18	49	3	45<->16	45<->17	13<->3
19	3	16<->15	14<->3	19<->18	50	3	16<->15	45<->17	20<->13
20	3	15<->3	45<->17	46<->19	51	3	15<->3	14<->3	19<->18
21	3	45<->16	14<->3	46<->19	52	3	15<->3	14<->3	13<->3
22	3	16<->15	17<->14	46<->19	53	3	15<->3	17<->14	20<->13
23	3	45<->16	17<->14	46<->20	54	3	16<->15	14<->3	20<->13
24	3	45<->16	45<->17	20<->13	55	3	15<->3	45<->17	13<->3
25	3	16<->15	45<->17	46<->20	56	3	45<->16	14<->3	13<->3
26	3	15<->3	14<->3	45<->18	57	3	16<->15	17<->14	13<->3
27	3	15<->3	17<->14	45<->18	58	3	15<->3	14<->3	46<->20
28	3	16<->15	14<->3	45<->18	59	3	15<->3	17<->14	13<->3
29	3	15<->3	45<->17	19<->18	60	3	16<->15	14<->3	13<->3
30	3	45<->16	14<->3	19<->18	61	3	15<->3	14<->3	20<->13
31	3	16<->15	17<->14	19<->18					

ANEXO F – CAMINHOS MÍNIMOS DO SDAT 18 BARRAS

A seguir estão relacionados os caminhos mínimos para todas as barras de carga do sistema de subtransmissão de 18 barras, Os números entre parênteses indicam os números dos circuitos, como exemplo, o ramo 2<->1(2) representa a linha de subtransmissão de número 2 que interliga as subestações SE_01 e SE_02, ou seja, LT SE_01 – SE_02 138 kV,

Os caminhos e conjuntos de corte mínimo da barra 13 estão representados no item 3.4.

Tabela 42 - Caminhos Mínimos Barra de Carga 11

Caminhos	Número dos Ramos			Chaves
1	11<->2(1)	2<->1(2)		NF
2	11<->2(1)	2<->1(1)		NF
3	12<->11(1)	12<->2(1)	2<->1(2)	NA
4	12<->11(1)	12<->2(1)	2<->1(1)	NA

Tabela 43 - Caminhos Mínimos Barra de Carga 12

Caminhos	Número dos Ramos			Chaves
1	12<->2(1)	2<->1(2)		NF
2	12<->2(1)	2<->1(1)		NF
3	12<->11(1)	12<->2(1)	2<->1(2)	NA
4	12<->11(1)	12<->2(1)	2<->1(1)	NA

Tabela 44 - Caminhos Mínimos Barra de Carga 14

Caminhos	Número dos Ramos					Chaves
1	14<->4	3<->4	3<->2	2<->1		NF
2	14<->4	3<->4	3<->2	2<->1		NF
3	13<->14	13<->4	3<->4	3<->2	2<->1(2)	NA
4	13<->14	13<->4	3<->4	3<->2	2<->1(1)	NA

Tabela 45 - Caminhos Mínimos Barra de Carga 14

Caminhos	Número dos Ramos					Chaves
1	14<->4	3<->4	3<->2	2<->1		NF
2	14<->4	3<->4	3<->2	2<->1		NF
3	13<->14	13<->4	3<->4	3<->2	2<->1(2)	NA
4	13<->14	13<->4	3<->4	3<->2	2<->1(1)	NA

Anexo F

Tabela 46 - Caminhos Mínimos Barra de Carga 15

Caminhos		Número dos Ramos					Chaves
1	15<->7(1)	7<->5(1)	5<->9(1)	9<->2(1)	2<->1(1)		NF
2	15<->7(1)	7<->5(2)	5<->9(1)	9<->2(1)	2<->1(1)		NF
3	15<->7(1)	7<->5(1)	5<->9(1)	9<->2(2)	2<->1(1)		NF
4	15<->7(1)	7<->5(1)	5<->9(1)	9<->2(1)	2<->1(2)		NF
5	15<->7(1)	7<->5(2)	5<->9(1)	9<->2(2)	2<->1(1)		NF
6	15<->7(1)	7<->5(2)	5<->9(1)	9<->2(1)	2<->1(2)		NF
7	15<->7(1)	7<->5(1)	5<->9(1)	9<->2(2)	2<->1(2)		NF
8	15<->7(1)	7<->5(2)	5<->9(1)	9<->2(2)	2<->1(2)		NF
9	16<->15(1)	16<->8(1)	8<->5(1)	5<->9(1)	9<->2(1)	2<->1(1)	NA
10	16<->15(1)	16<->8(1)	8<->5(1)	5<->9(1)	9<->2(2)	2<->1(1)	NA
11	16<->15(1)	16<->8(1)	8<->5(1)	5<->9(1)	9<->2(1)	2<->1(2)	NA
12	16<->15(1)	16<->8(1)	8<->5(1)	5<->9(1)	9<->2(2)	2<->1(2)	NA

Tabela 47 - Caminhos Mínimos Barra de Carga 16

Caminhos		Número dos Ramos				
1	16<->8(1)	8<->5(1)	5<->9(1)	9<->2(1)	2<->1(1)	
2	16<->8(1)	8<->5(1)	5<->9(1)	9<->2(2)	2<->1(1)	
3	16<->8(1)	8<->5(1)	5<->9(1)	9<->2(1)	2<->1(2)	
4	16<->8(1)	8<->5(1)	5<->9(1)	9<->2(2)	2<->1(2)	
5	16<->15(1)	15<->7(1)	7<->5(1)	5<->9(1)	9<->2(1)	2<->1(1)
6	16<->15(1)	15<->7(1)	7<->5(2)	5<->9(1)	9<->2(1)	2<->1(1)
7	16<->15(1)	15<->7(1)	7<->5(1)	5<->9(1)	9<->2(2)	2<->1(1)
8	16<->15(1)	15<->7(1)	7<->5(1)	5<->9(1)	9<->2(1)	2<->1(2)
9	16<->15(1)	15<->7(1)	7<->5(2)	5<->9(1)	9<->2(2)	2<->1(1)
10	16<->15(1)	15<->7(1)	7<->5(2)	5<->9(1)	9<->2(1)	2<->1(2)
11	16<->15(1)	15<->7(1)	7<->5(1)	5<->9(1)	9<->2(2)	2<->1(2)
12	16<->15(1)	15<->7(1)	7<->5(2)	5<->9(1)	9<->2(2)	2<->1(2)

Tabela 48 - Caminhos Mínimos Barra de Carga 17

Caminhos	Número dos Ramos				
1	17<->6(1)	6<->10(1)	10<->3(1)	3<->2(1)	2<->1(1)
2	17<->6(1)	6<->10(1)	10<->3(1)	3<->2(1)	2<->1(2)

ANEXO G – CONJUNTOS MÍNIMOS DE CORTE DO SDAT 18 BARRAS

Tabela 49 - Conjuntos Mínimos de Corte Barra de Carga 11

Evento	Ordem do Conjunto	Ramos
1	1 ^a	11<->2(1)
2	2 ^a	2<->1(2) 2<->1(1)

Tabela 50 - Conjuntos Mínimos de Corte Barra de Carga 12

Evento	Ordem do Conjunto	Ramos
1	1 ^a	12<->2(1)
2	2 ^a	2<->1(2) 2<->1(1)

Tabela 51 - Conjuntos Mínimos de Corte Barra de Carga 14

Evento	Ordem do Conjunto	Ramos
1	1 ^a	14<->4
2	1 ^a	3<->4
3	1 ^a	3<->2
4	2 ^a	2<->1 (1) 2<->1 (2)

Tabela 52 - Conjuntos Mínimos de Corte Barra de Carga 15

Eventos	Ordem do Conjunto	Ramos
1	1 ^a	15<->7(1)
2	1 ^a	5<->9(1)
3	2 ^a	7<->5(1) 7<->5(2)
4	2 ^a	9<->2(1) 9<->2(2)
5	2 ^a	2<->1(1) 2<->1(2)

Tabela 53 - Conjuntos Mínimos de Corte Barra de Carga 16

Eventos	Ordem do Conjunto	Ramos
1	1 ^a	16<->8(1)
2	1 ^a	8<->5(1)
3	1 ^a	5<->9(1)
4	2 ^a	9<->2(1) 9<->2(2)
5	2 ^a	2<->1(1) 2<->1(2)

Tabela 54 - Conjuntos Mínimos de Corte Barra de Carga 17

Eventos	Ordem do Conjunto	Ramos
1	1 ^a	17<->6(1)
2	1 ^a	6<->10(1)
3	1 ^a	10<->3(1)
4	2 ^a	3<->2(1) 2<->1(1)
5	2 ^a	2<->1(1) 2<->1(2)

ANEXO H – RESULTADOS

RBTS BARRA 4 - SP1									
Permanente									
Elementos		Taxa de falha	r [horas]	n%	U [h/ano]	DEC Total [cons.h/ano]	DEC Total [h/ano]	U Total [h/ano]	Ordem
41<->6(1)		0,001	2	0%	2,00E-03	8,75E+00	4,01E-03	4,00E-03	IST
44<->3(1)		0,001	2		2,00E-03			7,08E-06	IIST
41<->21(1)	41<->22(1)	3,3E-08	2	0%	6,58E-08			4,01E-03	Total
21<->3(1)	41<->22(1)	2E-07	3,15	0%	6,16E-07				
41<->21(1)	22<->3(1)	2E-07	3,15	0%	6,16E-07				
21<->3(1)	22<->3(1)	7,7E-07	7,5	0%	5,78E-06				
Temporário									
Elementos		Taxa de falha	r [horas]	n%	U [h/ano]	DEC Total [cons.h/ano]	DEC Total [h/ano]	U Total [h/ano]	Ordem
41<->6(1)		0,01	0,083	0%	8,30E-04	3,62E+00	1,66E-03	1,66E-03	IST
44<->3(1)		0,01	0,083		8,30E-04			9,52E-09	IIST
41<->21(1)	41<->22(1)	6,8E-08	0,041	0%	2,83E-09			1,66E-03	Total
21<->3(1)	41<->22(1)	5,7E-08	0,041	0%	2,36E-09				
41<->21(1)	22<->3(1)	5,7E-08	0,041	0%	2,36E-09				
21<->3(1)	22<->3(1)	4,7E-08	0,041	0%	1,97E-09				
Permanente + temporário									
Elementos		Taxa de falha	r [horas]	n%	U [h/ano]	DEC Total [cons.h/ano]	DEC Total [h/ano]	U Total [h/ano]	Ordem
41<->6(1)					2,83E-03	1,24E+01	5,66E-03	5,66E-03	IST
44<->3(1)					2,83E-03			5,19E-07	IIST
41<->21(1)	41<->22(1)				2,73E-08			5,66E-03	Total
21<->3(1)	41<->22(1)				1,39E-07				
41<->21(1)	22<->3(1)				1,39E-07				
21<->3(1)	22<->3(1)				2,13E-07				

Anexo H

RBTS BARRA 4 - SP1 - Sem Transferência de Carga							
Elementos	Taxa de falha	r [horas]	n%	U [h/ano]	DEC Total [cons.h/ano]	U Total [h/ano]	Ordem
41<->6(1)	1,00E-03	2	0%	2,00E-03	8,73E+00	4,00E-03	IST
44<->3(1)	1,00E-03	2	0%	2,00E-03		4,84E-07	IIST
41<->21(1) 41<->22(1)	4,11E-09	4		1,64E-08			
21<->3(1) 41<->22(1)	1,03E-08	4	0%	4,11E-08			
41<->21(1) 22<->3(1)	1,03E-08	4	0%	4,11E-08			
21<->3(1) 22<->3(1)	2,57E-08	15	0%	3,85E-07			

RBTS BARRA 4 - SP1 - Com Transferência de Carga							
Elementos	Taxa de falha	r [horas]	n%	U [h/ano]	DEC Total [cons.h/ano]	U Total [h/ano]	Ordem
41<->6(1)	1,00E-03	2	100%	1,00E-03	6,55E+00	3,00E-03	IST
44<->3(1)	1,00E-03	2		2,00E-03		1,19E-06	IIST
41<->21(1) 41<->22(1)	3,29E-08	2	100%	3,29E-08			
21<->3(1) 41<->22(1)	1,95E-07	3,15	100%	1,95E-07			
41<->21(1) 22<->3(1)	1,95E-07	3,15	100%	1,95E-07			
21<->3(1) 22<->3(1)	7,71E-07	7,5	100%	7,71E-07			

RBTS BARRA 4 - SP2 - Sem Transferência de Carga							
Elementos	Taxa de falha	r [horas]	n%	U [h/ano]	DEC Total [cons.h/ano]	U Total [h/ano]	Ordem
43<->8(1)	1,00E-03	2,00E+00	0%	2,00E-03	9,86E+00	6,00E-03	IST
46<->5(1)	1,00E-03	2,00E+00	0%	2,00E-03		1,57E-03	IIST
44<->3(1)	1,00E-03	2,00E+00	0%	2,00E-03		7,57E-03	Total
43<->26(1) 43<->25(1)	3,29E-08	2,00E+00	0%	6,58E-08			
43<->26(1) 25<->5(1)	1,95E-07	3,16E+00	0%	6,16E-07			
26<->5(1) 43<->25(1)	1,95E-07	3,16E+00	0%	6,16E-07			
26<->5(1) 25<->5(1)	7,71E-07	7,50E+00	0%	5,78E-06			
46<->20(1) 46<->19(1)	3,65E-09	2,00E+00	0%	7,31E-09			
20<->13(1) 46<->19(1)	1,26E-06	2,67E+00	0%	3,36E-06			
46<->20(1) 19<->18(1)	1,26E-06	2,67E+00	0%	3,36E-06			
20<->13(1) 45<->18(1)	1,26E-06	2,67E+00	0%	3,36E-06			
13<->3(1) 19<->18(1)	1,26E-06	2,67E+00	0%	3,36E-06			
20<->13(1) 19<->18(1)	3,86E-04	4,00E+00	0%	1,55E-03			
46<->20(1) 45<->18(1)	3,65E-09	2,00E+00	0%	7,31E-09			
13<->3(1) 46<->19(1)	3,65E-09	2,00E+00	0%	7,31E-09			
13<->3(1) 45<->18(1)	3,65E-09	2,00E+00	0%	7,31E-09			

Anexo H

RBTS BARRA 4 - SP2 - Com Transferência de Carga							
Elementos	Taxa de falha	r [horas]	n%	U [h/ano]	DEC Total [cons.h/ano]	U Total [h/ano]	Ordem
43<->8(1)	1,00E-03	2,00E+00	100%	1,00E-03	5,72E+00	4,00E-03	IST
46<->5(1)	1,00E-03	2,00E+00	100%	1,00E-03		3,93E-04	IIST
44<->3(1)	1,00E-03	2,00E+00	0%	2,00E-03		4,39E-03	Total
43<->26(1) 43<->25(1)	3,29E-08	2,00E+00	100%	3,29E-08			
43<->26(1) 25<->5(1)	1,95E-07	3,16E+00	100%	1,95E-07			
26<->5(1) 43<->25(1)	1,95E-07	3,16E+00	100%	1,95E-07			
26<->5(1) 25<->5(1)	7,71E-07	7,50E+00	100%	7,71E-07			
46<->20(1) 46<->19(1)	3,65E-09	2,00E+00	100%	3,65E-09			
20<->13(1) 46<->19(1)	1,26E-06	2,67E+00	100%	1,26E-06			
46<->20(1) 19<->18(1)	1,26E-06	2,67E+00	100%	1,26E-06			
20<->13(1) 45<->18(1)	1,26E-06	2,67E+00	100%	1,26E-06			
13<->3(1) 19<->18(1)	1,26E-06	2,67E+00	100%	1,26E-06			
20<->13(1) 19<->18(1)	3,86E-04	4,00E+00	100%	3,86E-04			
46<->20(1) 45<->18(1)	3,65E-09	2,00E+00	100%	3,65E-09			
13<->3(1) 46<->19(1)	3,65E-09	2,00E+00	100%	3,65E-09			
13<->3(1) 45<->18(1)	3,65E-09	2,00E+00	100%	3,65E-09			

RBTS BARRA 4 - SP3 - Sem Transferência de Carga							
Elementos	Taxa de falha	r[horas]	n %	U [h/ano]	DEC Total [cons.h/ano]	U Total [h/ano]	Ordem
42<->7	1,00E-03	2,00E+00	0%	2,00E-03	4,12E+01	0,006	IST
45<->4	1,00E-03	2,00E+00	0%	2,00E-03		7,078E-06	IIST
44<->3	1,00E-03	2,00E+00	0%	2,00E-03			
42<->23 42<->24	3,29E-08	2,00E+00	0%	6,58E-08			
42<->23 24<->4	1,95E-07	3,16E+00	0%	6,16E-07			
23<->4 42<->24	1,95E-07	3,16E+00	0%	6,16E-07			
23<->4 24<->4	7,71E-07	7,50E+00	0%	5,78E-06			

Anexo H

RBTS BARRA 4 - SP3 - Sem Transferência de Carga						
Elementos			Taxa de falha	r[horas]	n %	U [h/ano]
45<->16	45<->17	45<->18	4,38E-11	1,33E+00	0%	5,84E-11
15<->3	45<->17	45<->18	4,38E-11	1,33E+00	0%	5,84E-11
45<->16	14<->3	45<->18	4,38E-11	1,33E+00	0%	5,84E-11
16<->15	17<->14	45<->18	1,39E-05	2,00E+00	0%	2,78E-05
45<->16	45<->17	46<->19	4,38E-11	1,33E+00	0%	5,84E-11
16<->15	45<->17	19<->18	9,28E-06	2,00E+00	0%	1,86E-05
45<->16	17<->14	19<->18	9,28E-06	2,00E+00	0%	1,86E-05
45<->16	45<->17	19<->18	1,68E-08	1,60E+00	0%	2,69E-08
16<->15	45<->17	45<->18	2,52E-08	1,60E+00	0%	4,03E-08
45<->16	17<->14	45<->18	2,52E-08	1,60E+00	0%	4,03E-08
15<->3	17<->14	19<->18	9,28E-06	2,00E+00	0%	1,86E-05
16<->15	14<->3	19<->18	9,28E-06	2,00E+00	0%	1,86E-05
15<->3	45<->17	46<->19	4,38E-11	1,33E+00	0%	5,84E-11
45<->16	14<->3	46<->19	4,38E-11	1,33E+00	0%	5,84E-11
16<->15	17<->14	46<->19	1,39E-05	2,00E+00	0%	2,78E-05
45<->16	17<->14	46<->20	2,52E-08	1,60E+00	0%	4,03E-08
45<->16	45<->17	20<->13	1,68E-08	1,60E+00	0%	2,69E-08
16<->15	45<->17	46<->20	2,52E-08	1,60E+00	0%	4,03E-08
15<->3	14<->3	45<->18	4,38E-11	1,33E+00	0%	5,84E-11
15<->3	17<->14	45<->18	2,52E-08	1,60E+00	0%	4,03E-08
16<->15	14<->3	45<->18	2,52E-08	1,60E+00	0%	4,03E-08
15<->3	45<->17	19<->18	1,68E-08	1,60E+00	0%	2,69E-08
45<->16	14<->3	19<->18	1,68E-08	1,60E+00	0%	2,69E-08
16<->15	17<->14	19<->18	4,80E-03	2,67E+00	0%	1,28E-02
45<->16	45<->17	46<->20	4,38E-11	1,33E+00	0%	5,84E-11
16<->15	45<->17	46<->19	2,52E-08	1,60E+00	0%	4,03E-08
45<->16	17<->14	46<->19	2,52E-08	1,60E+00	0%	4,03E-08
15<->3	17<->14	46<->20	2,52E-08	1,60E+00	0%	4,03E-08
16<->15	14<->3	46<->20	2,52E-08	1,60E+00	0%	4,03E-08
15<->3	45<->17	20<->13	1,68E-08	1,60E+00	0%	2,69E-08
45<->16	14<->3	20<->13	1,68E-08	1,60E+00	0%	2,69E-08
16<->15	17<->14	20<->13	4,80E-03	2,67E+00	0%	1,28E-02
45<->16	17<->14	13<->3	2,52E-08	1,60E+00	0%	4,03E-08
16<->15	45<->17	13<->3	2,52E-08	1,60E+00	0%	4,03E-08
15<->3	14<->3	46<->19	4,38E-11	1,33E+00	0%	5,84E-11
15<->3	17<->14	46<->19	2,52E-08	1,60E+00	0%	4,03E-08
16<->15	14<->3	46<->19	2,52E-08	1,60E+00	0%	4,03E-08
15<->3	45<->17	46<->20	4,38E-11	1,33E+00	0%	5,84E-11
45<->16	14<->3	46<->20	4,38E-11	1,33E+00	0%	5,84E-11
16<->15	17<->14	46<->20	1,39E-05	2,00E+00	0%	2,78E-05

Anexo H

RBTS BARRA 4 - SP3 - Sem Transferência de Carga							
Elementos			Taxa de falha	r[horas]	n %	U [h/ano]	
45<->16	17<->14	20<->13	9,28E-06	2,00E+00	0%	1,86E-05	
45<->16	45<->17	13<->3	4,38E-11	1,33E+00	0%	5,84E-11	
16<->15	45<->17	20<->13	9,28E-06	2,00E+00	0%	1,86E-05	
15<->3	14<->3	19<->18	1,68E-08	1,60E+00	0%	2,69E-08	
15<->3	14<->3	13<->3	4,38E-11	1,33E+00	0%	5,84E-11	
15<->3	17<->14	20<->13	9,28E-06	2,00E+00	0%	1,86E-05	
16<->15	14<->3	20<->13	9,28E-06	2,00E+00	0%	1,86E-05	
15<->3	45<->17	13<->3	4,38E-11	1,33E+00	0%	5,84E-11	
45<->16	14<->3	13<->3	4,38E-11	1,33E+00	0%	5,84E-11	
16<->15	17<->14	13<->3	1,39E-05	2,00E+00	0%	2,78E-05	
15<->3	14<->3	46<->20	4,38E-11	1,33E+00	0%	5,84E-11	
15<->3	17<->14	13<->3	2,52E-08	1,60E+00	0%	4,03E-08	
16<->15	14<->3	13<->3	2,52E-08	1,60E+00	0%	4,03E-08	
15<->3	14<->3	20<->13	1,68E-08	1,60E+00	0%	2,69E-08	

RBTS BARRA 4 - SP3 - Com Transferência de Carga									
Elementos			Taxa de falha	r[horas]	n %	U [h/ano]	DEC Total [cons.h/ano]	U Total [h/ano]	Ordem
42<->7			1,00E-03	2,00E+00	100%	1,00E-03	1,78E+01	0,004	IST
45<->4			1,00E-03	2,00E+00	100%	1,00E-03		1,194E-06	IIST
44<->3			1,00E-03	2,00E+00		2,00E-03			
42<->23	42<->24		3,29E-08	2,00E+00	100%	3,29E-08			
42<->23	24<->4		1,95E-07	3,16E+00	100%	1,95E-07			
23<->4	42<->24		1,95E-07	3,16E+00	100%	1,95E-07			
23<->4	24<->4		7,71E-07	7,50E+00	100%	7,71E-07			
45<->16	45<->17	45<->18	4,38E-11	1,33E+00	100%	4,38E-11			
15<->3	45<->17	45<->18	4,38E-11	1,33E+00	100%	4,38E-11			
45<->16	14<->3	45<->18	4,38E-11	1,33E+00	100%	4,38E-11			
16<->15	17<->14	45<->18	1,39E-05	2,00E+00	100%	1,39E-05			
45<->16	45<->17	46<->19	4,38E-11	1,33E+00	100%	4,38E-11			
16<->15	45<->17	19<->18	9,28E-06	2,00E+00	100%	9,28E-06			
45<->16	17<->14	19<->18	9,28E-06	2,00E+00	100%	9,28E-06			
45<->16	45<->17	19<->18	1,68E-08	1,60E+00	100%	1,68E-08			
16<->15	45<->17	45<->18	2,52E-08	1,60E+00	100%	2,52E-08			
45<->16	17<->14	45<->18	2,52E-08	1,60E+00	100%	2,52E-08			
15<->3	17<->14	19<->18	9,28E-06	2,00E+00	100%	9,28E-06			
16<->15	14<->3	19<->18	9,28E-06	2,00E+00	100%	9,28E-06			
15<->3	45<->17	46<->19	4,38E-11	1,33E+00	100%	4,38E-11			
45<->16	14<->3	46<->19	4,38E-11	1,33E+00	100%	4,38E-11			
16<->15	17<->14	46<->19	1,39E-05	2,00E+00	100%	1,39E-05			
45<->16	17<->14	46<->20	2,52E-08	1,60E+00	100%	2,52E-08			

Anexo H

RBTS BARRA 4 - SP3 - Com Transferência de Carga						
Elementos			Taxa de falha	r[horas]	n %	U [h/ano]
45<->16	45<->17	20<->13	1,68E-08	1,60E+00	100%	1,68E-08
16<->15	45<->17	46<->20	2,52E-08	1,60E+00	100%	2,52E-08
15<->3	14<->3	45<->18	4,38E-11	1,33E+00	100%	4,38E-11
15<->3	17<->14	45<->18	2,52E-08	1,60E+00	100%	2,52E-08
16<->15	14<->3	45<->18	2,52E-08	1,60E+00	100%	2,52E-08
15<->3	45<->17	19<->18	1,68E-08	1,60E+00	100%	1,68E-08
45<->16	14<->3	19<->18	1,68E-08	1,60E+00	100%	1,68E-08
16<->15	17<->14	19<->18	4,80E-03	2,67E+00	100%	4,80E-03
45<->16	45<->17	46<->20	4,38E-11	1,33E+00	100%	4,38E-11
16<->15	45<->17	46<->19	2,52E-08	1,60E+00	100%	2,52E-08
45<->16	17<->14	46<->19	2,52E-08	1,60E+00	100%	2,52E-08
15<->3	17<->14	46<->20	2,52E-08	1,60E+00	100%	2,52E-08
16<->15	14<->3	46<->20	2,52E-08	1,60E+00	100%	2,52E-08
15<->3	45<->17	20<->13	1,68E-08	1,60E+00	100%	1,68E-08
45<->16	14<->3	20<->13	1,68E-08	1,60E+00	100%	1,68E-08
16<->15	17<->14	20<->13	4,80E-03	2,67E+00	100%	4,80E-03
45<->16	17<->14	13<->3	2,52E-08	1,60E+00	100%	2,52E-08
16<->15	45<->17	13<->3	2,52E-08	1,60E+00	100%	2,52E-08
15<->3	14<->3	46<->19	4,38E-11	1,33E+00	100%	4,38E-11
15<->3	17<->14	46<->19	2,52E-08	1,60E+00	100%	2,52E-08
16<->15	14<->3	46<->19	2,52E-08	1,60E+00	100%	2,52E-08
15<->3	45<->17	46<->20	4,38E-11	1,33E+00	100%	4,38E-11
45<->16	14<->3	46<->20	4,38E-11	1,33E+00	100%	4,38E-11
16<->15	17<->14	46<->20	1,39E-05	2,00E+00	100%	1,39E-05
45<->16	17<->14	20<->13	9,28E-06	2,00E+00	100%	9,28E-06
45<->16	45<->17	13<->3	4,38E-11	1,33E+00	100%	4,38E-11
16<->15	45<->17	20<->13	9,28E-06	2,00E+00	100%	9,28E-06
15<->3	14<->3	19<->18	1,68E-08	1,60E+00	100%	1,68E-08
15<->3	14<->3	13<->3	4,38E-11	1,33E+00	100%	4,38E-11
15<->3	17<->14	20<->13	9,28E-06	2,00E+00	100%	9,28E-06
16<->15	14<->3	20<->13	9,28E-06	2,00E+00	100%	9,28E-06
15<->3	45<->17	13<->3	4,38E-11	1,33E+00	100%	4,38E-11
45<->16	14<->3	13<->3	4,38E-11	1,33E+00	100%	4,38E-11
16<->15	17<->14	13<->3	1,39E-05	2,00E+00	100%	1,39E-05
15<->3	14<->3	46<->20	4,38E-11	1,33E+00	100%	4,38E-11
15<->3	17<->14	13<->3	2,52E-08	1,60E+00	100%	2,52E-08
16<->15	14<->3	13<->3	2,52E-08	1,60E+00	100%	2,52E-08
15<->3	14<->3	20<->13	1,68E-08	1,60E+00	100%	1,68E-08

Anexo H

Obras	→ Sistema de Subtransmissão - 18 Barras							
Subestações	↓	Consumidores	DEC Atual [Cons. hora]	DEC Atual [hora]	Meta 2017 [hrs]	% Sobre a Meta 2017	Meta 2026 [hrs]	% Sobre a Meta 2026
SE 4		53,645	57,907	1,08	1,15	94%	0,98	110%
SE 2		55,994	24,193	0,43	0,81	53%	0,64	68%
SE 5		31,155	57,984	1,86	1,10	169%	0,94	198%
SE 6		7,914	10,741	1,36	1,08	126%	0,91	149%
Total Sistema		148,708	150,825	1,01	1,04	98%	0,87	117%

Modos de Falha dos Elementos do Sistema de 18 Barras

Subestação	Elemento	Característica	DEC [cons. Ano]	DEC [h/ano]	% Contribuição
SE 5	L7	Metálica 69 kV	16,313	0,52	28,133%
	AT1//AT2	138/69 kV	2,596	0,08	4,477%
	L7	Madeira 69 kV	28,041	0,90	48,360%
	T2//T1	69-13,8 kV	996	0,03	1,718%
	T3	69-13,8 kV	10,037	0,32	17,310%
	LD 1 e LD2	Metálica 138 kV	1,07	0,00	0,002%
	Total		57,984	1,86	38,445%
SE 6	AT3	138/69 kV	5,590	0,71	52,047%
	L3	Metálica 138 kV	3,839	0,49	35,743%
	TR5	69-13,8 kV	286	0,04	2,666%
	L8	Metálica 69 kV	1,025	0,13	9,542%
	LD 1 e LD2	Metálica 138 kV	0,27	0,00	0,003%
	Total		10,741	1,36	7,121%
SE 2	TR1	138-13,8 KV	9,954	0,17	41,144%
	TR2	138-13,8 KV	14,237	0,24	58,848%
	LD 1 e LD2	Metálica 138 kV	1,92	0,00	0,008%
	Total		24,193	0,43	16,040%
SE 4	TR3	138-13,8 KV	3,123	0,06	5,393%
	L3	Metálica 138 kV	26,023	0,49	44,940%
	L6	Metálica 138 kV	23,404	0,44	40,417%
	TR4	138-13,8 KV	5,355	0,10	9,248%
	LD 1 e LD2	Metálica 138 kV	1,84	0,00	0,003%
	Total		57,907	1,08	38,394%
Total Sistema			150,825	1,01	100%

Anexo H

Obras →		Alternativa 01 - Indicadores Devidos à Construção da L10 138 kV								
SE ↓	Cons.	DEC Atual [Cons.x hora]	DEC Atual [hora]	Meta 2017 [hrs]	% Sobre a Meta 2017	DEC 2026 [Cons. hora]	DEC 2026 [hora]	Meta 2026 [hrs]	% Sobre a Meta 2026	% Reduçã o DEC
SE 4	53,645	57,907	1,08	1,15	94%	8,463	0,16	0,98	16%	85,39%
SE 2	55,994	24,193	0,43	0,81	53%	24,193	0,43	0,64	68%	0,00%
SE 5	31,155	57,984	1,86	1,10	169%	57,984	1,86	0,94	198%	0,00%
SE 6	7,914	10,741	1,36	1,08	126%	6,902	0,87	0,91	96%	35,74%
Total	148,708	150,825	1,01	1,04	98%	97,542	0,66	0,87	76%	35,33%

Obras →		Alternativa 02 - L10 138 kV + SE 11 + L11 138 op.69kV								
SE ↓	Cons.	DEC Atual [Cons.x hora]	DEC Atual [hora]	Meta 2017 [hrs]	% Sobre a Meta 2017	DEC 2026 [Cons. hora]	DEC 2026 [hora]	Meta 2026 [hrs]	% Sobre a Meta 2026	% Redução DEC
SE 4	53,645	8,463	0,16	1,15	14%	8,461	0,16	0,98	16%	0,00%
SE 2	55,994	24,193	0,43	0,81	53%	24,191	0,43	0,64	68%	0,00%
SE 5	23,022	57,984	2,52	1,10	229%	17,337	0,75	0,94	80%	70,10%
SE 6	7,914	6,902	0,87	1,08	81%	6,901	0,87	0,91	96%	0,00%
SE 11	8,100	N/A	N/A	0,84	N/A	58	0,01	0,71	1%	N/A
Total	148,675	97,536	0,66	1,04	63%	56,948	0,38	0,87	44%	41,61%

Obras →		Alternativa 03 - L10 138 kV + SE 11 + L11 138 kV								
SE ↓	Cons.	DEC Atual [Cons.x hora]	DEC Atual [hora]	Meta 2017 [hrs]	% Sobre a Meta 2017	DEC 2026 [Cons. hora]	DEC 2026 [hora]	Meta 2026 [hrs]	% Sobre a Meta 2026	% Redução DEC
SE 4	53,645	8,463	0,16	1,15	14%	8,461	0,16	0,98	16%	0,00%
SE 2	55,994	24,193	0,43	0,81	53%	24,191	0,43	0,64	68%	0,00%
SE 5	23,022	57,984	2,52	1,10	229%	29,567	1,28	0,94	137%	49,01%
SE 6	7,914	6,902	0,87	1,08	81%	6,901	0,87	0,91	96%	0,00%
SE 11	8,100	N/A	N/A	0,84	N/A	43	0,01	0,71	1%	N/A
Total	148,675	97,536	0,66	1,04	63%	69,163	0,47	0,87	54%	29,09%

Anexo H

Obras → Alternativa 04 - L10 138 kV + SE 7 e SE 8										
SE ↓	Cons.	DEC Atual [Cons.x hora]	DEC Atual [hora]	Meta 2017 [hrs]	% Sobre a Meta 2017	DEC 2026 [Cons. hora]	DEC 2026 [hora]	Meta 2026 [hrs]	% Sobre a Meta 2026	% Redução DEC
SE 4	23,485	8,463	0,36	1,15	31%	3,555	0,15	0,98	15%	57,98%
SE 2	55,994	24,193	0,43	0,81	53%	24,191	0,43	0,64	68%	0,00%
SE 5	31,155	57,984	1,86	1,10	169%	57,983	1,86	0,94	198%	0,00%
SE 6	7,914	6,902	0,87	1,08	81%	6,901	0,87	0,91	96%	0,00%
SE 7	17,583	N/A	N/A	0,81	N/A	74	0,004	0,64	4%	N/A
SE 8	14,551	N/A	N/A	0,81	N/A	31	0,002	0,64	2%	N/A
Total	150,682	97,536	0,65	0,96	67%	92,735	0,62	0,79	78%	4,92%