

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Avaliação Integrada de Confiabilidade na Subtransmissão – Linhas e
Subestações**

Luis Felipe Benatti

Itajubá, Junho de 2022

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Luis Felipe Benatti

**Avaliação Integrada de Confiabilidade na Subtransmissão – Linhas e
Subestações.**

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

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho

Coorientador: Prof. Dr. Airton Violin

Março de 2022

Itajubá

Ficha Catalográfica

Folha de Aprovação

Dedicatória

À minha família.

Agradecimentos

Agradeço a Deus por tudo sempre.

Epígrafe

“Faça com os dentes hoje, o que irá mastigar com a gengiva amanhã”

Autor Desconhecido

*“Até que você torne o inconsciente em consciente, aquele irá direcionar a sua vida e
você irá chamá-lo de destino”*

Carl Jung

Resumo

A proposta desta dissertação é a apresentação e aplicação de um método para realização de estimativas de indicadores de confiabilidade de sistemas de subtransmissão de energia, denominados também por sistemas de distribuição em alta tensão. A metodologia deve associar a topologia das linhas de distribuição aos arranjos das subestações, podendo assim determinar o reflexo desse conjunto sobre os indicadores de continuidade dos consumidores finais. A motivação para esse estudo dar-se-á pela peculiaridade do sistema de subtransmissão, pois são pouco redundantes, havendo grande quantidade de casos cujo sistema é radial. Essa parcela do sistema elétrico é o início, de fato, da distribuição de energia à maioria dos clientes e possui forte interação com as redes de distribuição e subestações. Como são os pontos de suprimento dos sistemas de distribuição, possuem impacto direto nos indicadores de continuidade de seus clientes e por consequência, de sua própria concessão.

Esse trabalho propõe o uso de algumas ferramentas de cálculo e desenvolvimento de modelos de componentes, que simulam a operação de sistemas de distribuição de energia e por consequência estimam sua performance através de seus principais índices de continuidade. São apresentados modelos de grafos em 4 circunstâncias operacionais: Sistema completo e suas conexões, Sistema em operação; pós-defeito e pós-manobra. A metodologia propõe o uso de programação linear para identificar a transição entre esses estados, sendo o grande diferencial apresentado neste trabalho, pois permite que um algoritmo inteligente, associado aos modelos de componentes aqui apresentados, determine quais equipamentos devem ser efetivamente manobrados para isolar o defeito, direcionando a solução para o menor corte de carga possível.

PALAVRAS – CHAVE: Confiabilidade, Subtransmissão, Programação Linear Mista, Indicadores de continuidade.

Abstract

The purpose of this dissertation is the presentation and application of a method for estimating reliability indicators for energy subtransmission systems, also known as high voltage distribution systems. The methodology must associate the topology of the distribution lines with the substation arrangements, thus being able to determine the reflection of this set on the continuity indicators of the final consumers. The motivation for this study will be given by the peculiarity of the subtransmission system, as they are few redundant, with many cases whose system is radial. This portion of the electrical system is the beginning, in fact, of energy distribution to most customers and has strong interaction with the distribution networks and substations. As are the points of supply of the distribution systems, they have a direct impact on the indicators of continuity of their customers and, consequently, of their own concession.

This work proposes the use of some statistical and physical tools that simulate the operation of energy distribution systems and, consequently, estimate their performance through their regulated indicators. Graph models are presented in 4 operational circumstances: Normal operation; post-maintenance; post-defect and post-maneuver. The methodology proposes the use of linear programming to identify the transition between these states, being the great differential presented in this work, as it allows an intelligent algorithm, associated with the component models presented here, to determine which equipment must be effectively maneuvered to isolate the defect, directing the solution to the lowest possible load shedding.

KEYWORDS: Reliability, Subtransmission, Mixed Integer and Linear Programming, Continuity Indices.

Lista de Figuras

FIGURA 1-1 CUSTO DOS AGENTES DO SETOR POR TEMPO DE DESLIGAMENTO.....	1
FIGURA 1-2 CUSTO SOCIETÁRIO POR TEMPO DE DESLIGAMENTO.....	2
FIGURA 3-1 MODELO DE 5 ESTADOS DO SISTEMA (AUTOR).....	34
FIGURA 3-2 FLUXOGRAMA PARA TRANSIÇÃO DE MODOS DE OPERAÇÃO.....	38
FIGURA 4-1 REDE DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL.....	64
FIGURA 4-2 REDE DISTRIBUIÇÃO – SISTEMA – VERSÃO R0.....	66
FIGURA 4-3 REDE DISTRIBUIÇÃO – OPERAÇÃO INICIAL – VERSÃO R0.....	66
FIGURA 4-4 REDE DISTRIBUIÇÃO – PÓS-DEFEITO – VERSÃO R0.....	66
FIGURA 4-5 REDE DISTRIBUIÇÃO – PÓS-MANOBRA – VERSÃO R0.....	66
FIGURA 4-6 REDE DISTRIBUIÇÃO – VERSÃO R1.....	67
FIGURA 4-7 REDE DISTRIBUIÇÃO – SISTEMA – VERSÃO R1.....	68
FIGURA 4-8 REDE DISTRIBUIÇÃO – OPERAÇÃO INICIAL – VERSÃO R1.....	68
FIGURA 4-9 REDE DISTRIBUIÇÃO – PÓS-DEFEITO – VERSÃO R1.....	68
FIGURA 4-10 REDE DISTRIBUIÇÃO – PÓS-MANOBRA – VERSÃO R1.....	68
FIGURA 4-11 REDE DISTRIBUIÇÃO – VERSÃO R2.....	69
FIGURA 4-12 REDE DISTRIBUIÇÃO – SISTEMA – VERSÃO R2.....	70
FIGURA 4-13 REDE DISTRIBUIÇÃO – OPERAÇÃO INICIAL – VERSÃO R2.....	70
FIGURA 4-14 REDE DISTRIBUIÇÃO – PÓS-DEFEITO – VERSÃO R2.....	70
FIGURA 4-15 REDE DISTRIBUIÇÃO – PÓS-MANOBRA – VERSÃO R2.....	70
FIGURA 4-16 REDE DISTRIBUIÇÃO – VERSÃO R3.....	71
FIGURA 4-17 REDE DISTRIBUIÇÃO – SISTEMA – VERSÃO R3.....	72
FIGURA 4-18 REDE DISTRIBUIÇÃO – OPERAÇÃO INICIAL – VERSÃO R3.....	72
FIGURA 4-19 REDE DISTRIBUIÇÃO – PÓS-DEFEITO – VERSÃO R3.....	72
FIGURA 4-20 REDE DISTRIBUIÇÃO – PÓS-MANOBRA – VERSÃO R3.....	72
FIGURA 4-21 REDE DISTRIBUIÇÃO – VERSÃO R4.....	73
FIGURA 4-22 REDE DISTRIBUIÇÃO – SISTEMA – VERSÃO R4.....	74
FIGURA 4-23 REDE DISTRIBUIÇÃO – OPERAÇÃO INICIAL – VERSÃO R4.....	74
FIGURA 4-24 REDE DISTRIBUIÇÃO – PÓS-DEFEITO – VERSÃO R4.....	74
FIGURA 4-25 REDE DISTRIBUIÇÃO – PÓS-MANOBRA – VERSÃO R4.....	74
FIGURA 4-26 REDE DISTRIBUIÇÃO – VERSÃO A1.....	75
FIGURA 4-27 REDE DISTRIBUIÇÃO – SISTEMA – VERSÃO A1.....	76
FIGURA 4-28 REDE DISTRIBUIÇÃO – OPERAÇÃO INICIAL – VERSÃO A1.....	76
FIGURA 4-29 REDE DISTRIBUIÇÃO – PÓS-DEFEITO – VERSÃO A1.....	76
FIGURA 4-30 REDE DISTRIBUIÇÃO – PÓS-MANOBRA – VERSÃO A1.....	76
FIGURA 4-31 REDE DISTRIBUIÇÃO – VERSÃO A2.....	77
FIGURA 4-32 REDE DISTRIBUIÇÃO – SISTEMA – VERSÃO A2.....	78
FIGURA 4-33 REDE DISTRIBUIÇÃO – OPERAÇÃO INICIAL – VERSÃO A2.....	78

FIGURA 4-34 REDE DISTRIBUIÇÃO – PÓS-DEFEITO – VERSÃO A2.....	78
FIGURA 4-35 REDE DISTRIBUIÇÃO – PÓS-MANOBRA – VERSÃO A2	78
FIGURA 4-36 SUBESTAÇÃO SWAN – VERSÃO R0.....	81
FIGURA 4-37 SE SWAN VERSÃO R0 - SISTEMA.....	81
FIGURA 4-38 SE SWAN VERSÃO R0 - OPERAÇÃO INICIAL	81
FIGURA 4-39 SE SWAN VERSÃO R0 - PÓS-DEFEITO	82
FIGURA 4-40 SE SWAN VERSÃO R0 - PÓS-MANOBRA	82
FIGURA 4-41 SUBESTAÇÃO SWAN – VERSÃO A1	83
FIGURA 4-42 SE SWAN VERSÃO A1 - SISTEMA	84
FIGURA 4-43 SE SWAN VERSÃO A1 - OPERAÇÃO INICIAL.....	84
FIGURA 4-44 SE SWAN VERSÃO A1 - PÓS-DEFEITO	84
FIGURA 4-45 SE SWAN VERSÃO A1 - PÓS-MANOBRA.....	84
FIGURA 4-46 SUBESTAÇÃO SWAN – VERSÃO A2	85
FIGURA 4-47 SE SWAN VERSÃO A2 - SISTEMA	86
FIGURA 4-48 SE SWAN VERSÃO A2 - OPERAÇÃO INICIAL.....	86
FIGURA 4-49 SE SWAN VERSÃO A2 - PÓS-DEFEITO	86
FIGURA 4-50 SE SWAN VERSÃO A2 - PÓS-MANOBRA.....	86
FIGURA 4-51 SUBESTAÇÃO SWAN – VERSÃO A3	87
FIGURA 4-52 SE SWAN VERSÃO A3 - SISTEMA	88
FIGURA 4-53 SE SWAN VERSÃO A3 - OPERAÇÃO INICIAL.....	88
FIGURA 4-54 SE SWAN VERSÃO A3 - PÓS-DEFEITO	88
FIGURA 4-55 SE SWAN VERSÃO A3 - PÓS-MANOBRA.....	88
FIGURA 4-56 SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO EM ALTA TENSÃO EM 69kV	90
FIGURA 4-57 ARRANJO DA SUBESTAÇÃO 1	91
FIGURA 4-58 ARRANJO DA SUBESTAÇÃO 2	92
FIGURA 4-59 ARRANJO DA SUBESTAÇÃO 3	93
FIGURA 4-60 ARRANJO DA SUBESTAÇÃO 4	94
FIGURA 4-61 ARRANJO DA SUBESTAÇÃO 6	94
FIGURA 4-62 ARRANJO DA SUBESTAÇÃO 5	95
FIGURA 4-63 SISTEMA TESTE 69kV R0 - SISTEMA.....	97
FIGURA 4-64 SISTEMA TESTE 69kV R0 - OPERAÇÃO INICIAL	97
FIGURA 4-65 SISTEMA TESTE 69kV R0 - PÓS-DEFEITO	97
FIGURA 4-66 SISTEMA TESTE 69kV R0 - PÓS-MANOBRA	97
FIGURA 4-67 SISTEMA TESTE 69kV R1 - SISTEMA.....	99
FIGURA 4-68 SISTEMA TESTE 69kV R1 - OPERAÇÃO INICIAL	99
FIGURA 4-69 SISTEMA TESTE 69kV R1 - PÓS-DEFEITO	99
FIGURA 4-70 SISTEMA TESTE 69kV R1 - PÓS-MANOBRA	99
FIGURA 4-71 SISTEMA TESTE 69kV A1 - SISTEMA	101
FIGURA 4-72 SISTEMA TESTE 69kV A1 - OPERAÇÃO INICIAL.....	101
FIGURA 4-73 SISTEMA TESTE 69kV A1 - PÓS-DEFEITO	101

FIGURA 4-74 SISTEMA TESTE 69kV A1 - PÓS-MANOBRA.....	101
FIGURA 4-75 ESQUEMA OPERAÇÃO DE BARRAS SUBESTAÇÃO 1 R0	103
FIGURA 4-76 ESQUEMA OPERAÇÃO DE BARRAS SUBESTAÇÃO 1 A2	103
FIGURA 4-77 ESQUEMA DE OPERAÇÃO DA SUBESTAÇÃO 1 A2.....	103
FIGURA 4-78 - BAYS TRANSFORMADORES SUBESTAÇÃO 5 - ORIGINAL.....	104
FIGURA 4-79 - BAYS TRANSFORMADORES SUBESTAÇÃO 5 - COM DISJUNTORES	104
FIGURA 4-80 - BAYS TRANSFORMADORES SUBESTAÇÃO 5 - COM DISJUNTORES	106
FIGURA 4-81 - BAYS TRANSFORMADORES SUBESTAÇÃO 5 - COM DISJUNTORES E CHAVE BY-PASS	106
FIGURA 4-82 - BAYS TRANSFORMADORES SUBESTAÇÃO 3 - COM DISJUNTORES	106
FIGURA 4-83 - BAYS TRANSFORMADORES SUBESTAÇÃO 3 - COM DISJUNTORES E CHAVE BY-PASS	106

Lista de Tabelas

TABELA 2-1 INDICADOR DE DESEMPENHO GLOBAL DE CONTINUIDADE 2018.....	11
TABELA 2-2 INDICADOR DE DESEMPENHO GLOBAL DE CONTINUIDADE 2019.....	11
TABELA 2-3 INDICADOR DE DESEMPENHO GLOBAL DE CONTINUIDADE 2020.....	11
TABELA 4-1 TAXA DE FALHA E TEMPO DE REPARO PARA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	65
TABELA 4-2 INDICADORES REDE DISTRIBUIÇÃO – VERSÃO R0	65
TABELA 4-3 INDICADORES REDE DISTRIBUIÇÃO – VERSÃO R1	67
TABELA 4-4 INDICADORES REDE DISTRIBUIÇÃO – VERSÃO R2	69
TABELA 4-5 INDICADORES REDE DISTRIBUIÇÃO – VERSÃO R3	71
TABELA 4-6 INDICADORES REDE DISTRIBUIÇÃO – VERSÃO R4	73
TABELA 4-7 INDICADORES REDE DISTRIBUIÇÃO – VERSÃO A1	75
TABELA 4-8 INDICADORES REDE DISTRIBUIÇÃO – VERSÃO A2	77
TABELA 4-9 COMPARAÇÃO DE RESULTADOS PARA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	79
TABELA 4-10 DADOS DOS EQUIPAMENTOS PARA SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO TÍPICA.....	80
TABELA 4-11 INDICADORES SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO TÍPICA – VERSÃO R0	82
TABELA 4-12 INDICADORES SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO TÍPICA – VERSÃO A1	84
TABELA 4-13 INDICADORES SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO TÍPICA – VERSÃO A2	87
TABELA 4-14 INDICADORES SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO TÍPICA – VERSÃO A3	89
TABELA 4-15 COMPARAÇÃO DE RESULTADOS PARA VERSÕES DA SUBESTAÇÃO SWAN	89
TABELA 4-16 DADOS DAS CARGAS E SUBESTAÇÕES PARA SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO EM ALTA TENSÃO.....	95
TABELA 4-17 DADOS DAS LINHAS PARA SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO EM ALTA TENSÃO	96
TABELA 4-18 DADOS DOS EQUIPAMENTOS PARA SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO EM ALTA TENSÃO	96
TABELA 4-19 SIMULAÇÃO POR PONTO DE CONTROLE – SISTEMA TESTE 69kV – VERSÃO R0.....	98
TABELA 4-20 SIMULAÇÃO POR PONTO DE CONTROLE – SISTEMA TESTE 69kV – VERSÃO R1.....	99
TABELA 4-21 SIMULAÇÃO POR PONTO DE CONTROLE – SISTEMA TESTE 69kV – VERSÃO A1	102
TABELA 4-22 SIMULAÇÃO POR PONTO DE CONTROLE – SISTEMA TESTE 69kV – VERSÃO A2	104
TABELA 4-23 SIMULAÇÃO POR PONTO DE CONTROLE – SISTEMA TESTE 69kV – VERSÃO A3	105
TABELA 4-24 SIMULAÇÃO POR PONTO DE CONTROLE – SISTEMA TESTE 69kV – VERSÃO A4	107
TABELA 4-25 SIMULAÇÃO POR PONTO DE CONTROLE – SISTEMA TESTE 69kV – VERSÃO B1.....	107
TABELA 4-26 COMPARAÇÃO DE RESULTADOS PARA VERSÕES DO SISTEMA TESTE 69kV	108

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABNT	ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS
AC	<i>ALTERNATING CURRENT</i>
ANEEL	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
CHI	CONSUMIDOR HORA INTERROMPIDO
DC	<i>DIRECT CURRENT</i>
DEC	DURAÇÃO EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR UNIDADE CONSUMIDORA
DGC	DESEMPENHO GLOBAL DE CONTINUIDADE
DIC	DURAÇÃO DE INTERRUPÇÃO INDIVIDUAL POR UNIDADE CONSUMIDORA
EENS	<i>EXPECTED ENERGY NOT SUPPLIED</i>
ELC	<i>EXPECTED LOAD CURTAILMENT</i>
ENS	ENERGIA NÃO SUPRIDA
FEC	FREQÜÊNCIA EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR UNIDADE CONSUMIDORA
FIC	FREQÜÊNCIA DE INTERRUPÇÃO INDIVIDUAL POR UNIDADE CONSUMIDORA
FOR	<i>FORCED OUTAGE RATE</i>
IEC	<i>INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMITTEE</i>
IEEE	<i>INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICAL ENGINEERING</i>
LT	LINHAS DE TRANSMISSÃO
MTTF	<i>MEAN TIME TO FAILURE</i>
MTTR	<i>MEAN TIME TO REPAIR</i>
NBR	NORMA BRASILEIRA
NCI	NÚMERO DE CLIENTES INTERROMPIDOS
ONS	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO
PNS	POTÊNCIA NÃO SUPRIDA
PRODIST	PROCEDIMENTO DE DISTRIBUIÇÃO
SAIDI	<i>SYSTEM AVERAGE INTERRUPTION DURATION INDEX</i>
SAIFI	<i>SYSTEM AVERAGE INTERRUPTION FREQUENCY INDEX</i>
SE	SUBESTAÇÃO
SIN	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
SDAT	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ALTA TENSÃO

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	1
1.2 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO	3
1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO	3
CAPÍTULO 2 - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	5
2.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	5
2.2 PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DA ANEEL	9
2.3 PROCEDIMENTOS DE REDE DO ONS.....	12
2.4 IEEE <i>GUIDE FOR ELECTRIC POWER DISTRIBUTION RELIABILITY INDICES</i>	13
CAPÍTULO 3 - METODOLOGIAS DE CÁLCULO.....	15
3.1 CONCEITOS BÁSICOS SOBRE CONFIABILIDADE	15
3.1.1 Aplicação da Confiabilidade	16
3.1.2 Probabilidade aplicada a sistemas	17
3.1.3 Confiabilidade em Componentes	18
3.1.4 Confiabilidade em Sistemas Simples	19
3.2 CONCEITOS BÁSICOS SOBRE FLUXO DE POTÊNCIA	21
3.2.1 Fluxo de potência linearizado.....	22
3.2.2 Análise de sistemas por fluxo linearizado	23
3.2.3 Introdução de variáveis discretas ao fluxo linearizado.....	25
3.3 MODELOS DE COMPONENTES.....	26
3.3.1 Modelo de linhas e redes de distribuição	26
3.3.2 Modelo de chaves seccionadoras.....	27
3.3.3 Modelo de chaves fusíveis	28
3.3.4 Modelo de disjuntores	29
3.3.5 Modelo de transformadores de potência.....	30
3.3.6 Modelo de plantas de geração de energia.....	31
3.3.7 Modelo de unidades consumidoras	31
3.4 TIPOS DE CONTINGÊNCIAS.....	32
3.4.1 Falhas passivas	32
3.4.2 Falhas ativas	33
3.4.3 Manutenção	33
3.5 ESTADOS DO SISTEMA	34
3.5.1 Estado normal de operação.....	39
3.5.2 Estado pós-manutenção.....	39

3.5.3	Estado pós-defeito	40
3.5.4	Estado pós-manobra	41
3.6	ZONAS DE PROTEÇÃO E MANOBRA	42
3.7	PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	42
3.7.1	Programação linear	44
3.7.2	Função objetivo	46
3.7.2.1	<i>Vetor de variáveis</i>	48
3.7.2.2	<i>Vetor de penalidades</i>	48
3.7.3	Restrições comportamentais	49
3.7.3.1	<i>Leis de Kirchhoff</i>	49
3.7.3.2	<i>Fluxos de potência lineares</i>	50
3.7.3.3	<i>Restrições operativas</i>	51
3.7.4	Restrições laterais	52
3.8	CÁLCULO DOS INDICADORES	53
3.8.1	FEC (SAIFI)	55
3.8.2	DEC (SAIDI)	58
3.8.3	NCI	59
3.8.4	CHI	60
3.8.5	PNS (ELC)	61
3.8.6	ENS (EENS)	62
CAPÍTULO 4 - APLICAÇÃO		64
4.1	REDE DE DISTRIBUIÇÃO	64
4.1.1	Rede Distribuição 13,8kV versão R0	65
4.1.2	Rede Distribuição 13,8kV versão R1	66
4.1.3	Rede Distribuição 13,8kV versão R2	68
4.1.4	Rede Distribuição 13,8kV versão R3	70
4.1.5	Rede Distribuição 13,8kV versão R4	72
4.1.6	Rede Distribuição 13,8kV versão A1	74
4.1.7	Rede Distribuição 13,8kV versão A2	76
4.1.8	Comparação dos resultados	78
4.2	SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO TÍPICA	79
4.2.1	Subestação Swan 69/13,8kV versão R0	80
4.2.2	Subestação Swan 69/13,8kV versão A1	82
4.2.3	Subestação Swan 69/13,8kV versão A2	85
4.2.4	Subestação Swan 69/13,8kV versão A3	87
4.2.5	Comparação dos resultados	89

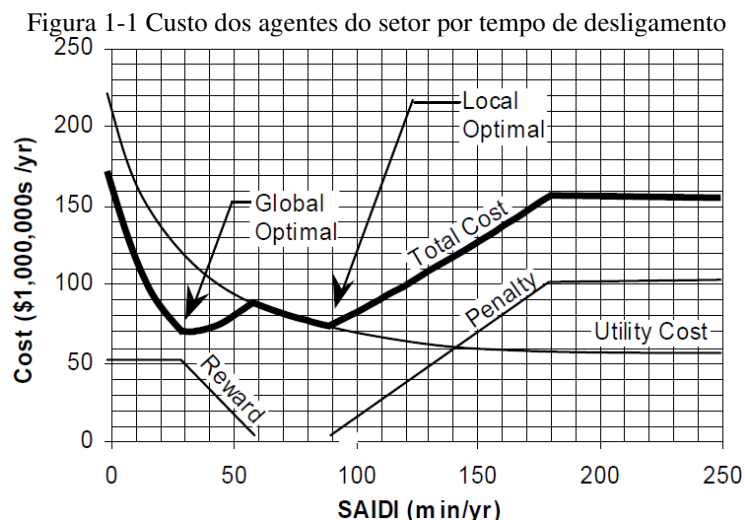
4.3	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO EM ALTA TENSÃO	90
4.3.1	Sistema TESTE 69kV versão R0	97
4.3.2	Sistema TESTE 69kV versão R1	98
4.3.3	Sistema TESTE 69kV versão A1	100
4.3.4	Sistema TESTE 69kV versão A2	102
4.3.5	Sistema TESTE 69kV versão A3	104
4.3.6	Sistema TESTE 69kV versão A4	105
4.3.7	Sistema TESTE 69kV versão B1	107
4.3.8	Comparação dos resultados	108
CAPÍTULO 5 - CONCLUSÃO.....		109
5.1	CONCLUSÕES	109
5.2	SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS	110
REFERÊNCIAS		112

Capítulo 1 - Introdução

1.1 Considerações Iniciais

A definição amplamente aceita e empregada para o termo confiabilidade, no ambiente de sistemas elétricos, é a habilidade de determinado sistema performar, pelo tempo assim desejável e sob as condições previstas, de forma satisfatória.

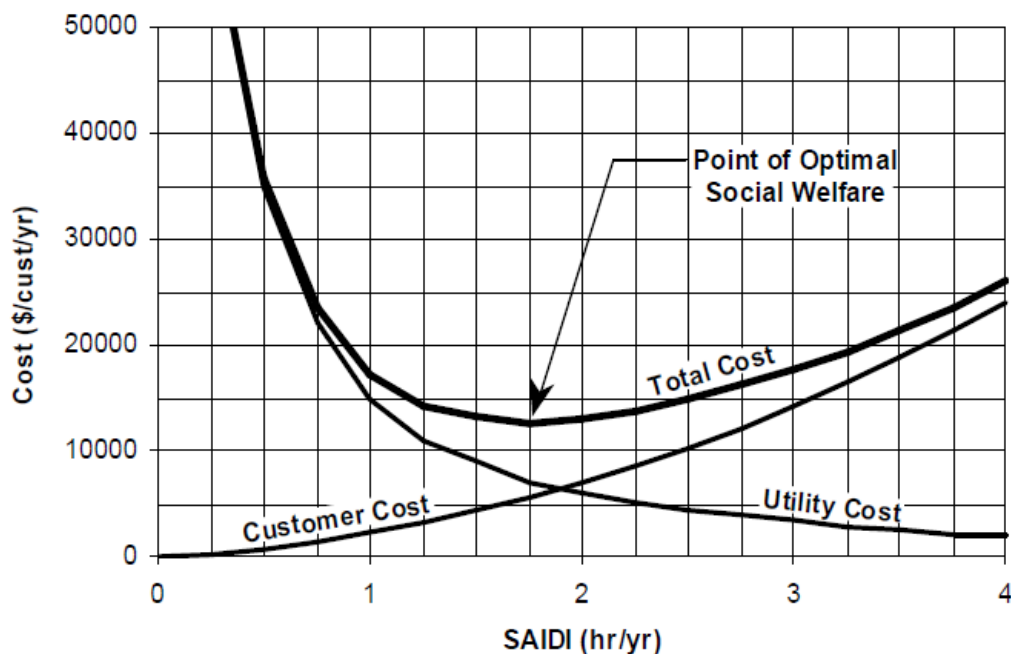
A capacidade de manter-se operando, desse sistema, é medida de forma estatística, ou seja, a probabilidade desse sistema apresentar uma falha no período para o qual foi projetado para operar. Sistemas a prova de falhas se mostram inviáveis economicamente e até mesmo inatingíveis do ponto de vista da engenharia quando apresentados a todos os cenários possíveis de falhas. A partir do momento em que o setor elétrico tomou conhecimento de que o custo operacional está associado aos dispêndios de recursos com ocorrências emergenciais e pagamentos de indenizações por descontinuidade do fornecimento, o desafio é encontrar o equilíbrio entre o custo de altíssimos investimentos em detrimento aos custos com falhas operacionais. Os custos associados às falhas podem ser estimados através de multas estabelecidas entre contratos celebrados com os consumidores e até mesmo o custo de transgressões, por outro lado, é necessário estimar o desempenho do sistema e esse é o tema abordado nessa dissertação. A **Figura 1-1** pode representar o quão complexo pode ser identificar o ponto ótimo global para a determinação do custo total de operação de um sistema elétrico [1].



Diversas metodologias para estimação de índices de confiabilidade foram apresentadas ao longo da história do setor elétrico, prioritariamente desenvolvidas para atender aos requisitos das diversas formas diferentes de regulação apresentadas ao redor do mundo. A forma como a regulação se posiciona diante das empresas que representam esse setor, influenciam e estimulam determinadas áreas de conhecimento. No Brasil, o modelo atual imposto pela ANEEL, estimula a melhoria contínua nos indicadores de continuidade (frequência e duração), apresentando metas aos agentes e os penalizando quando estas são extrapoladas, ou seja, transgredidas.

Outro ponto estimulado pela regulação é a modicidade tarifária, que pode ser entendida como, além da busca pela eficiência no uso dos recursos, necessária devido às condições históricas e sociais em que o Brasil está contextualizado. A modicidade também é atrativa para um país cujo desenvolvimento industrial pesado ainda é desejável e, devido à globalização intensa, cria um grau de incentivo para grandes blocos empresariais multinacionais se instalarem no país para produzirem a custos mais competitivos no mercado global. A **Figura 1-2** [1] demonstra como o consumidor é afetado em relação aos níveis de confiabilidade que as empresas e agências reguladoras impõem sobre o sistema.

Figura 1-2 Custo societário por tempo de desligamento



Os estudos da confiabilidade se dividem basicamente em duas etapas: analisar o histórico de performance de sistemas e equipamentos e prever o desempenho futuro baseado nas informações coletadas na fase de análise. A partir dessa sistemática, foram apresentados diversos métodos diferentes para a avaliação do desempenho de tais sistemas, porém,

basicamente todos os métodos sugerem que sejam seguidos os seguintes passos para a etapa de previsão de desempenho futuro: identificação dos modos de falhas dos componentes; identificação dos eventos de falha; identificação do processo de recomposição do sistema sob falha e cálculo dos índices de confiabilidade [2].

1.2 Objetivos e Contribuições da Dissertação

As avaliações de confiabilidade têm se tornado cada vez mais importantes para as tomadas de decisões que norteiam a expansão, reformas e modernizações dos sistemas elétricos no Brasil e no mundo. O ambiente regulado e cada vez mais competitivo do setor torna os investimentos cada vez mais monitorados e cercados de análises técnico-econômicas, onde o estudo da disciplina de confiabilidade tem se tornado estratégico para a rentabilidade sustentável desse segmento.

A dissertação possui o objetivo de apresentar o desenvolvimento de uma metodologia, implementada em ambiente computacional, cuja finalidade é representar a operação de sistemas elétricos complexos e fornecer os dados de desempenho para diferentes configurações operativas, associando os arranjos de subestações às linhas de distribuição, os equipamentos associados e também suas restrições operativas, de forma que ao final, seja possível comparar cenários distintos para enriquecer as discussões que cercam a aplicações de milhões de reais em investimentos que possam melhorar os indicadores de continuidade desses sistemas.

O tema possui grande relevância para o setor de distribuição e transmissão de energia elétrica no Brasil, além de que não é identificado o uso de ferramentas, como a aqui apresentada, nas tomadas de decisões de grande parte das empresas, mantendo as decisões com menos embasamento ou à mercê da experiência de equipes de engenharia especializadas e consultorias de engenharia para essa finalidade.

1.3 Estrutura do Documento

A dissertação foi estruturada em cinco capítulos. No Capítulo 1 - são apresentadas as considerações iniciais para o nivelamento do tema e a relevância desse documento para o setor de energia elétrica. No Capítulo 2 - é apresentada a fundamentação teórica com as principais

referências bibliográficas, brevemente comentadas, além de normas e procedimentos específicos a serem seguidos no Brasil. No Capítulo 3 - é apresentada a proposta da metodologia de aplicação que envolve a avaliação de confiabilidade, através de indicadores de continuidade, para sistemas elétricos. São apresentados conceitos básicos e noções de confiabilidade, fluxo de potência linearizado, otimização numérica, operação de sistemas elétricos e os cálculos de indicadores de continuidade. O Capítulo 4 - traz a aplicação da proposta de metodologia em sistemas teóricos baseados em referências bibliográficas e também estudos de sistemas reais, que nesse trabalho foram avaliados como sistemas para testes e avaliações. No Capítulo 5 - a dissertação apresenta as suas conclusões em relação a proposta de dissertação e resultados das aplicações e comenta sobre sugestões de trabalhos futuros que podem derivar a partir da linha de análise aqui descrita. Ao final, estão expostas as referências bibliográficas consultadas para a elaboração do trabalho.

Capítulo 2 - Fundamentação Teórica

Nesta seção são apresentados os conteúdos e considerações que cercam o tema relativo à confiabilidade de sistemas elétricos e, de forma sucinta, a abordagem da regulação do setor de transmissão e distribuição de energia sobre esse tema. É apresentada uma revisão da literatura envolvendo traços de preocupações específicas com a confiabilidade aplicada em sistemas elétricos.

2.1 Revisão Bibliográfica

Historicamente, a percepção de que a continuidade e qualidade do fornecimento de energia é fundamental, inclusive para a longevidade dessa tecnologia, remonta aos anos anteriores a década de 30, onde o impacto da baixa performance já era reconhecido pelo setor industrial como limitante e de alto custo para a produção, que caminhava para o final da segunda revolução industrial. Concomitante a isso, as empresas começaram a investir de forma pouco deliberada em suas regiões de atendimento, causando um impacto negativo quanto aos custos associados a esse fornecimento. Em 1929 foi publicado no AIEE (*American Institute of Electrical Engineers*) [3] um plano para suprimento de energia na região da Philadelphia descrevendo que unidades geradoras, transformadores reservas e também capacidade de operação disponível nas linhas de transmissão, foram premissas adotadas para melhoria da confiabilidade. Em 1932, o AIEE publicou diversos relatórios, no formato de artigos técnicos, expondo as características técnicas e filosofias de operação e planejamento para diversas regiões do EUA e suas respectivas distribuidoras de energia, num cenário que já exigia a padronização dos níveis de tensão para que conexões fossem estabelecidas, visando a melhoria da confiabilidade com o mínimo de investimentos para esse sistema [4, 5, 6, 7].

Os primeiros documentos técnicos, dedicados a aplicações de métodos probabilísticos, para avaliação numérica de reserva de capacidade de sistemas de energia vieram na sequência, em 1933 [8] e 1934 [9]. Ambos abordaram, de maneira sistemática, a influência de falhas no sistema de geração de energia para com o desempenho do atendimento a demanda. De acordo com [10], esses documentos são considerados os precursores na análise de confiabilidade de sistemas de potência. Nas décadas subsequentes, o tema relacionado à capacidade estática e

dinâmica, restritas aos sistemas de geração, foi abordado com mais ênfase em vários artigos e livros, conforme apresentado em [11].

Ainda de acordo com [11], somente em 1964 o tema relativo à confiabilidade se estendeu de forma ampla aos sistemas de transmissão e distribuição. Os artigos [12] e [13] se mostraram inovadores para a avaliação de confiabilidade de sistemas de transmissão, pois até o momento o que havia eram somente estudos relacionados a capacidade estática e dinâmica dos sistemas de geração e adaptações de tais aplicações em sistemas de transmissão. Inicialmente, nos estudos de confiabilidade, o sistema de transmissão apresentou-se somente de forma passiva, onde os componentes eram elementos estáticos, que falhavam e possuíam restrições de transporte de potência.

Com o aumento do interesse em mensurar, de forma cada vez mais exata, as indisponibilidades do sistema de transmissão, modelos mais elaborados foram sendo desenvolvidos. Utilizando os processos de Markov, [14] propôs um modelo que considerava a perda de continuidade total para os indicadores de indisponibilidade e a taxa de transição de condições ambientais normais para condições severas, onde as taxas de falha e tempo de reparo variavam de acordo com o cenário apresentado. Esse artigo demonstra a preocupação com a baixa previsibilidade da interferência de efeitos climáticos com os sistemas elétricos.

O avanço do uso da computação nos problemas de engenharia permitiu com que sistemas mais complexos pudessem ser resolvidos e em meados dos anos 1969, são publicados documentos dispostos a apresentar soluções para a composição de dois sistemas, geração e transmissão, denominado de confiabilidade composta [15]. A condução desse estudo apresentou a possibilidade de identificar quais pontos de determinados sistemas estão mais susceptíveis a cortes de carga ao invés de índices mais amplos, analisando sistemas como um todo.

Na análise de redes, o modelo proposto por [16] em 1969 foi o mais aderente. A metodologia de identificar todos os caminhos mínimos possíveis entre as fontes supridoras e as cargas se apresentou extremamente eficiente para modelar todo o sistema complexo envolvendo a geração e transmissão de energia e com baixo custo computacional, grande preocupação relatada na época.

Pelas próximas duas décadas, muitos artigos foram publicados, avaliando os índices de confiabilidade de sistemas radiais e malhados de diversas óticas diferentes, explorando

diferentes índices, de custos marginais de operação até análise de confiabilidade centrada na capacidade de transferência de potência entre diferentes sistemas.

Os modelos de equipamentos, reparáveis ou não, foram profundamente estudados e o aumento da precisão dos cálculos de confiabilidade voltou-se para o sistema de transmissão como um todo, ou seja, a capacidade desse sistema em reagir às contingências. Esse problema já havia sido abordado anteriormente, porém com o crescimento do setor e interconexão de grandes subsistemas de eletricidade, a avaliação de segurança da rede ficou cada vez mais complexa.

Em 1973, [17] apresentou uma metodologia e um algoritmo para implementação computacional que visava facilitar a avaliação de confiabilidade de grandes sistemas de energia. Os componentes eram reparáveis e os índices eram calculados de acordo com seus conjuntos mínimos de corte antes e após falhas. A metodologia utilizada podia ser dividida em duas categorias: análise de rede e enumeração de estados, utilizando a abordagem de Markov para modelar os componentes.

Em 1987, [18] ilustrou a importância da avaliação de confiabilidade de sistemas de energia de dois aspectos diferentes. Medição da performance do passado e a predição do futuro. São introduzidos os conceitos de valores esperados para os índices, ou seja, estimativa dos índices futuros.

Em 1989, [19] apresentou um artigo destacando as principais referências relacionadas ao assunto de avaliação de confiabilidade composta, com cerca de 225 publicações entre os anos de 1964 e 1988, além de uma série de livros de referência para o assunto. Dentro esses documentos, destacam-se aquele que utilizam o método de Simulação Monte Carlo para a solução dos problemas.

Os modelos seguiram se aperfeiçoando, incorporando cada vez mais variáveis ao problema, como zonas de atuação dos sistemas de proteção dessas redes e as influências das malhas de distribuição que interconectam sistemas de transmissão distintos. Com a metodologia consolidada, muitos estudos partiram para o desenvolvimento e aperfeiçoamento de ferramentas de simulação de operação de sistemas elétricos, como [20], que apresentou um modelo de “*linked lists*” para a análise de sistemas de distribuição.

No início da década de 90, [21] apresentou um artigo descrevendo a utilização de simulação Monte Carlo para a avaliação de confiabilidade de subestações. Nesse documento,

são comparados os resultados com outros métodos analíticos. A conclusão é que o método é poderoso e muito útil para a análise de confiabilidade.

Em 1998, [22] descreve a importância dos índices Frequência e Duração, base da maioria das análises realizadas ao longo desse período, para a avaliação da confiabilidade de sistemas de energia e apresenta um algoritmo mais assertivo que mantém a margem de erro do cálculo dentro de um limite estabelecido.

Em 2003, [23] apresenta um modelo de avaliação que permite avaliar a confiabilidade de sistemas de distribuição, associando os arranjos de subestações típicos de distribuição e as redes de alimentação primária desse sistema. O método usa o critério de caminhos mínimos. São comparados diferentes arranjos em diferentes condições de operação e as diferenças que determinados equipamentos podem causar quando instalados no sistema.

[24] e [25] destacam a importância de modelos adequados para avaliação de confiabilidade das subestações, quanto a representação de seus diferentes componentes e de suas reconfigurações. Avaliam que, devido às simplificações que são realizadas ao avaliar as subestações dentro de outros conjuntos, os índices podem não apresentar boa aderência e que as simplificações podem descaracterizar as subestações.

Em 2008, a referência [26] apresentou um artigo descrevendo a aplicação de estudos de otimização envolvendo a análise topológica de sistemas de transmissão e quais seus impactos para a confiabilidade. É demonstrado que, para algumas situações de contingência, as mudanças da topologia do sistema, como retiradas de outras linhas de operação, podem ser benéficas, diminuindo cortes de cargas e trazendo melhoria para os índices de continuidade.

Em [27], no ano de 2009, apresentou um trabalho muito bem elaborado envolvendo a avaliação de confiabilidade de sistemas elétricos, modelando as cargas como variantes no tempo e a utilização de teoria de grafos GTA (*Graph Trace Analysis*) para modelar o sistema de distribuição.

Em 2010, [28] apresentou a comparação entre 4 algoritmos de reconfiguração para reestabelecimento de sistemas. A teoria de grafos também é aplicada para criar e simular os cenários de reconfiguração de sistemas após algum tipo de contingência. As ferramentas de recomposição são utilizadas em avaliação de confiabilidade simulando a operação do sistema em processo de reestabelecimento e calculando seus indicadores.

Com a ampla utilização da automação e da digitalização da operação do setor elétrico, outro ponto que vindo sendo largamente estudado é a segurança cibernética dessa rede, sujeitas agora a ataques de hackers ou quaisquer outros problemas envolvendo os sistemas de telecomunicações.

2.2 Procedimentos de Distribuição da ANEEL

Os procedimentos de distribuição (PRODIST) são documentos compilados e geridos pela ANEEL, elaborados em conjuntos com os agentes de distribuição de energia elétrica presentes no território nacional e demais entidades associadas ao setor [29].

Entre os principais objetivos desses procedimentos, destaca-se a garantia de que os agentes do sistema de distribuição operem suas instalações com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade.

Esses procedimentos, apresentados através de 11 módulos, regulamentam todas as redes e linhas de distribuição de energia em tensão inferior a 230kV, seja em baixa, média ou alta tensão. Entre os módulos, há um em específico que trata somente dos aspectos relacionados à Qualidade de Energia Elétrica, o módulo 8 [30].

Consoante com esse trabalho, esse módulo estabelece, além de fatores associados à qualidade do produto, a qualidade do serviço, estes associados às interrupções, inerentes do processo de operação, sentidas pelos consumidores. Define também, indicadores e padrões de qualidade desses serviços.

Abaixo estão apresentados, de forma sucinta, os principais indicadores elencados neste módulo e alvos deste trabalho, utilizados para contabilização de consumidores individuais.

Cabe destacar que as equações desta seção são aplicadas no período pós-operacional, ou seja, contabilizam exatamente os tempos envolvidos e número de clientes afetados nos desligamentos dentro do período de tempo pretérito da análise, porém nesse trabalho é proposto um modelo de predição de indicadores, baseado em simulações e probabilidades.

- Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC), expresso em horas e suas frações, utilizando a seguinte fórmula:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2-1)$$

- Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC), expresso em número de interrupções, utilizando a seguinte fórmula:

$$FIC = n \quad (2-2)$$

Onde:

- i : Índice de interrupção da unidade consumidora, variando de 1 a n ;
- n : Número de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração;
- $t(i)$: Tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada no período.

A apuração dos indicadores também deve ser realizada de forma agregada, seguindo as regras de agregação apresentadas no módulo em questão. Seguindo o mesmo raciocínio, abaixo estão apresentados os principais indicadores para contabilização da continuidade do serviço para conjuntos de unidades consumidoras.

- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), expresso em horas e suas frações, utilizando a seguinte fórmula:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (2-3)$$

- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), expresso em números de interrupções e suas frações, utilizando a seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (2-4)$$

Onde:

- i : Índice de unidades consumidoras, variando de 1 a Cc ;
- Cc : Número total de unidades consumidoras faturadas no período de apuração.

A apuração dos indicadores de continuidade individuais deve considerar, obrigatoriamente, as interrupções de longa duração, registradas através de sistemas de supervisão permanente do sistema dos agentes. Conforme exposto no próprio módulo, são

considerados interrupções de longa duração aquelas que possuem período igual ou superior a 3 minutos, considerando ainda que há interrupção de fornecimento sempre que a tensão for igual ou inferior a 70% da tensão nominal.

A ANEEL disponibiliza em sua plataforma na internet um ranking anual da continuidade do serviço prestados pelas distribuidoras de energia no Brasil. O ranking da continuidade do serviço é reportado através do indicador DGC (Indicador de desempenho global de continuidade), que consiste na média aritmética simples das razões entre os valores apurados e limites anuais dos indicadores DEC e FEC.

É exigido que todas as distribuidoras certifiquem o processo de coleta e apuração dos indicadores de continuidade DEC e FEC, com base nas normas da Organização Internacional para Normalização (*International Organization for Standardization*) ISO 9000, formalizando assim a fidelidade dos valores reportados à regulação.

A seguir, nas **Tabela 2-1** à **Tabela 2-3**, são apresentadas as empresas, com número de unidades consumidoras maiores do que 400.000, que possuíram os 3 melhores DGCs em território nacional, nos últimos 3 anos, conforme publicado no site da ANEEL.

Tabela 2-1 Indicador de Desempenho Global de Continuidade 2018

Posição no Ranking	DGC	Sigla	Empresa	Região
1°	0,65	ESS	ENERGISA SUL-SUDESTE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	SE
2°	0,67	CPFL Santa Cruz	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA	SE
2°	0,67	EPB (1)	ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	NE

Tabela 2-2 Indicador de Desempenho Global de Continuidade 2019

Posição no Ranking	DGC	Sigla	Empresa	Região
1°	0,61	CPFL Santa Cruz	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA	SE
2°	0,65	Equatorial PA	EQUATORIAL PARÁ DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	NO
2°	0,65	EMG	ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	SE

Tabela 2-3 Indicador de Desempenho Global de Continuidade 2020

Posição no Ranking	DGC	Sigla	Empresa	Região
1°	0,56	CPFL Santa Cruz	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA	SE
2°	0,61	Equatorial PA	EQUATORIAL PARÁ DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	NO
3°	0,62	COSERN	COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE COSERN	NE

2.3 Procedimentos de Rede do ONS

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão cuja competência é coordenar e controlar a operação de instalação de geração e transmissão de energia elétrica do SIN (Sistema Interligado Nacional), dentro do território Nacional. Trata-se de uma instituição de pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, porém regulado e fiscalizado pela ANEEL.

Conforme regulamento por decreto, o ONS é o responsável por gerenciar os ativos do sistema de transmissão, portanto responsável pelos indicadores de qualidade aplicáveis a esse sistema. Para isso, disponibiliza uma coletânea de regras, divididas em módulos e consolidadas nos Procedimentos de Rede.

Sob a ótica aqui abordada, ressalta-se que o Módulo 2, precisamente o Submódulo 2.8 [31] apresenta o gerenciamento de indicadores de desempenho.

Para a avaliação da continuidade do serviço, são utilizados os seguintes indicadores para a avaliação pretérita, ou seja, observando um histórico decorrido num período pré-estabelecido.

- Duração de Interrupção por Ponto de Controle (DIPC), expresso em horas e suas frações, utilizando a seguinte fórmula:

$$DIPC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2-5)$$

- Frequência de Interrupção por Ponto de Controle (FIPC), expresso em número de interrupções, utilizando a seguinte fórmula:

$$FIPC = n \quad (2-6)$$

Para o sistema aqui destacado, entende-se como interrupção de serviço no ponto de controle a condição com tensão nula por um período maior ou igual a 1 minuto, ou seja, apresenta um desafio adicional no tempo de recomposição em detrimentos aos ativos enquadrados sob a luz do PRODIST, tendo em vista os impactos que desligamentos na magnitude do SIN podem ser extremamente danosos a regiões, ou estados inteiros.

O ONS, em seu Submódulo 25.8 [32] disponibiliza a metodologia para a apuração do desempenho dos circuitos das linhas de transmissão, durante o período considerado pela análise. O indicador utilizado é o TDFLT, conforme abaixo:

- Indicador de Desligamento Forçado para Linhas de transmissão (TDFLT), dado por:

$$TDFLT = \frac{\sum_{i=1}^N NDFi}{\sum_{i=1}^N \left(\frac{extLTi}{100} \times HDi \right)} \times 8760 \quad (2-7)$$

Onde:

- $NDFi$: Número de desligamentos forçados do circuito da LT i , no período considerado;
- HDi : Número total de horas disponíveis do circuito da LT i no período considerado;
- i : Contador do número de circuitos da LT;
- N : Número total de circuitos da LT, conforme agregação apresentada;
- $extLTi$: Extensão total do circuito da LT i em km;
- 100 : Normalização para trecho do circuito de linha de 100 km;
- 8760 : Fator de anualização (8.784 para anos bissextos).

2.4 IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices

O IEEE, através do documento *Standard 1366 – 2012* [33], padroniza a metodologia para realização do cálculo de confiabilidade de sistema de distribuição de energia, estes que muitas das vezes são seguidos pelas agências reguladoras desse setor ao redor do mundo.

Entre os índices apresentados no referido documento, sob a mesma análise desta dissertação destacam-se os indicadores de continuidade, associados a qualidade do serviço prestado aos consumidores.

- *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI), expresso em horas por período de análise, conforme abaixo:

$$SAIDI = \frac{1}{N} \times \sum_{i=1}^n t_i \times U_i = \frac{\sum \text{Customer Interruption Durations}}{\text{Total Number of Customers Served}} \quad (2-8)$$

- *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI), apresentado em interrupções por período de análise, conforme abaixo:

$$SAIFI = \frac{1}{N} \times \sum_{i=1}^n U_i = \frac{\sum \text{Total Number of Customer Interruptions}}{\text{Total Number of Customers Served}} \quad (2-9)$$

Onde:

- N : Número total de consumidores atendidos;
- n : Número total de desligamentos durante um período determinado de tempo;
- i : Contador de desligamentos num período determinado de tempo;
- t_i : Duração de cada i desligamento;
- U_i : Número de consumidores afetados pelo desligamento i ;

Pode-se observar a semelhança entre os indicadores sugeridos pelo guia do IEEE e os realizados pela ANEEL e ONS. Ambos tratam de frequência de interrupções e duração destas vistas pelos consumidores.

Ambos analisam séries de eventos já decorridos para realizarem a contabilização dos indicadores e não a predição dos indicadores, assim como proposto para esse trabalho. A predição é importante para que as empresas do setor possam planejar e operar seu parque de ativos de forma a atender aos futuros índices que serão contabilizados pelos agentes de fiscalização.

Capítulo 3 - Metodologias de Cálculo

Nesta seção são apresentadas as principais abordagens consideradas na proposta da metodologia para estimativa de indicadores de continuidade em sistemas de distribuição de energia elétrica em alta tensão. A apresentação segue um raciocínio lógico que demonstra, de certa forma cronológica, como a dissertação e os estudos foram conduzidos.

São apresentados os conceitos que envolvem a estimativa de indicadores de continuidade e sobre a utilização de otimização aplicada com fluxo de potência linearizado. Foram desenvolvidos modelos de componentes específicos para esse estudo, e discutidos como estes se comportam ao longo do cálculo de indicadores.

Os modos de falhas e tipos de contingência que os componentes e o sistema estão sujeitos também são apresentados, explicando como é a dinâmica de identificação de um problema, sua seletividade e então a recomposição.

3.1 Conceitos básicos sobre Confiabilidade

Entre as principais características que poderia desejar-se de um equipamento, ser a prova de falhas e possuir vida útil ilimitada certamente estariam dentre as escolhidas. Porém, restrições de ordens tecnológicas, físicas e orçamentárias impedem que tais objetivos possam ser alcançados, acarretando então em possibilidade de falhas nos sistemas que utilizam de tais equipamentos [34].

Em se tratando dos setores de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, falhas súbitas causadas por fatores aleatórios devem ser entendidas e contrabalanceadas de modo a evitar danos econômicos e sociais, dada a importância de tais setores como fornecedores de um produto essencial, energia elétrica. Também nas indústrias, hoje caracterizada por grandes unidades que envolvem enormes volumes de produção e alta complexidade de automação, impõem-se, com grande severidade, a necessidade de se conhecer e controlar as possibilidades de falhas, que possam comprometer a produção. Tais exigências impulsionaram a criação e desenvolvimento da Teoria da Confiabilidade.

A Teoria da confiabilidade tem como principal objetivo desenvolver os métodos, critérios e as estratégias que devem ser usadas nas fases de concepção, projeto, desenvolvimento, operação e manutenção de modo a se garantir o máximo de eficiência, segurança, economia e duração. Essa teoria está apoiada fundamentalmente na Estatística Matemática e na Teoria das Probabilidades.

3.1.1 Aplicação da Confiabilidade

Os sistemas elétricos contemporâneos podem ser extremamente complexos, devido ao alto número de conexões, dimensões continentais, como o sistema elétrico brasileiro, alta diversidade de fontes geradoras e equipamentos associados. A computação atual não possuiria capacidade de processar um volume tão grande de dados, de forma extremamente detalhada e realista, vislumbrando exaustivas simulações de cenários de falha, para todo o sistema, desde as plantas geradoras até os consumidores finais em baixa tensão. Mesmo isso sendo possível, a interpretação e confiabilidade dessas análises não mereceriam tamanha profundidade, uma vez dispostas a um conjunto praticamente infinito de possibilidades de modos de operação, manutenção e contingências, que esses sistemas enfrentariam ao longo de sua vida útil.

Convenientemente as abordagens são realizadas em segmentos desse sistema, baseados na correlação das atividades e na complexidade da análise de todo o conjunto. Na literatura, são mencionados 3 grandes grupos para análise: Sistemas de Geração, Sistemas de Geração e Transmissão (Sistema Composto) e Sistemas de Distribuição [2].

Os sistemas de geração, podem ser divididos desde a análise individual de unidades geradores de uma planta de geração de energia, até um equivalente do sistema energético representado pela sua capacidade de fornecimento associados às suas probabilidades de ocorrência. A inclusão dos modos de falha e restrições do sistema de transmissão, configuram a análise de confiabilidade composta desse sistema. Em função do grande número de cenários a serem analisados, tanto as simulações de sistemas compostos, quanto as simulações em sistemas de distribuição são problemas de alta complexidade. As subestações, devido sua alta complexidade de manobras e volume de equipamentos, frequentemente são analisadas em separado, ou em conjunto com um equivalente do sistema elétrico ao seu redor, dependendo do tipo de análise desejada.

Este trabalho tem o objetivo de se aprofundar na parcela dos sistemas de distribuição em alta tensão (subtransmissão) responsável pela conexão da Rede Básica aos sistemas de distribuição de média tensão, onde se encontram os consumidores finais. Os sistemas de geração e transmissão serão representados através de um sistema equivalente como uma fonte supridora ininterrupta e de potência compatível, em um bay de uma subestação de transmissão. Os arranjos de subestações serão detalhados o suficiente para representar a dinâmica de operação e flexibilidade que estes permitem, evidenciando sua contribuição para o desempenho final do sistema sob estudo. Adicionalmente, os sistemas de proteção serão representados por suas funções básicas, demonstrando como a coordenação e a seletividade de sistema pode contribuir para uma melhoria no seu desempenho.

3.1.2 Probabilidade aplicada a sistemas

O Comportamento do sistema elétrico é naturalmente estocástico e, portanto, é lógico considerar que a avaliação de tais sistemas deveria basear-se em técnicas que correspondem a esse comportamento (técnicas probabilísticas).

A Probabilidade é uma função que associa um evento possível a sua chance de ocorrência, adotando a esse evento um valor entre 0 e 1, onde 0 esse evento não ocorre e quando 1 esse evento é o único possível. A probabilidade de ocorrência de um evento “A” ocorrer é dada por:

$$P(A) = \frac{nA}{N} \quad (3-1)$$

Onde “nA” é o número de resultados favoráveis ao evento “A” e “N” é o número de resultados possíveis. Essa expressão é válida apenas se os elementos do espaço de possibilidades forem equiprováveis, ou seja, possuírem a mesma chance de ocorrência.

Na probabilidade, dois eventos podem se relacionar de modo que sejam: mutuamente exclusivos, complementares, condicionais, simultâneos ou simplesmente não se relacionam.

Na maioria dos casos as possibilidades de sucesso e falha de um equipamento só podem ser obtidas através da observação do comportamento dos componentes ao longo de sua vida operativa. Considere que para um determinado equipamento, foram medidos os tempos totais de funcionamento e os tempos totais que permaneceu avariado dentro de um período pré-

definido de ensaio. Pode-se estimar a disponibilidade (probabilidade de funcionamento) e a indisponibilidade (probabilidade de falha) da seguinte maneira.

$$\text{Disponibilidade} = \frac{\text{Tempo total em funcionamento}}{\text{Tempo total de ensaio}} \quad (3-2)$$

$$\text{Indisponibilidade} = \frac{\text{Tempo total em falha}}{\text{Tempo total de ensaio}} \quad (3-3)$$

Quanto maior o tempo de ensaio, mais fiel será a probabilidade encontrada, de modo que a probabilidade de um evento “A” qualquer ocorrer nesse caso é:

$$P(A) = \lim_{N \rightarrow \infty} \frac{nA}{N} \quad (3-4)$$

Os fabricantes de equipamentos elétricos como transformadores e outros, baseiam-se principalmente na equação acima para determinar qual a probabilidade de falha de seus equipamentos, recorrendo aos seus clientes à procura de dados e também testes em laboratório, fornecendo assim dados operacionais para as distribuidoras, transmissoras, ou outros agentes do sistema elétrico, para que essas empresas possam estimar alocação de mão-de-obra, dispêndio de dinheiro em novos equipamentos e também, como será visto nesse trabalho, para os cálculos dos índices de confiabilidade da operação do sistema onde esses equipamentos encontram-se instalados. Em concessionárias do exterior e em algumas no Brasil, existem bancos de dados que são organizados, mantidos e tratados para que se possa dele extrair base de dados para estudos de confiabilidade. Quanto mais minucioso e rigoroso for este banco melhor será a sua base de dados.

3.1.3 Confiabilidade em Componentes

Para a definição da confiabilidade de um equipamento, isto é, do seu desempenho médio passado, é necessário conhecer o histórico de funcionamento, como já dito anteriormente. Esses parâmetros são:

- λ (taxa de falha): Número médio de falhas de um equipamento num período, expresso em falhas por ano.
- μ (taxa de reparo): Número médio de reparos de um equipamento falhado por unidade de tempo, expresso em reparos por ano.

- *MTTF (Mean Time to Failure)*: Tempo médio até a falha do equipamento, expresso em horas.
- *MTTR (Mean Time to Repair)*: Tempo médio de reparo de um equipamento falhado, expresso em horas.
- *FOR (Forced Outage Rate)*: Probabilidade de determinado equipamento ser encontrado avariado.

Que se relacionam da seguinte forma:

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \times 8760 \quad (3-5)$$

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \times 8760 \quad (3-6)$$

$$FOR = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (3-7)$$

A *Taxa de Falhas* e o *MTTF* são parâmetros muito utilizados para avaliar o desempenho de equipamentos em sistemas elétricos. Não somente os valores correntes, mas as variações desses parâmetros no tempo, podem fornecer uma visão sobre o final da vida útil de equipamentos e apresentar uma projeção antecipada de sua substituição, antes que sucessivas falhas possam causar maiores danos.

3.1.4 Confiabilidade em Sistemas Simples

Sistemas elétricos, naturalmente, são formados pela associação de diversos componentes, arranjados de forma mais, ou menos, planejada, cuja finalidade principal é atender a demanda de forma estável e promover alta disponibilidade, haja visto o cenário atual de fiscalização.

Esses componentes podem estar instalados de forma a montar um sistema radial, pouco malhado ou muito malhado, criando uma série de dificuldades para a avaliação de confiabilidade de indicadores de continuidade, visto que diversos caminhos diferentes poderiam ser utilizados para suprir a demanda, esta, ainda de forma total ou parcial.

Sistemas de baixa complexidade, por facilidade, são reduzidos a sistemas equivalentes do tipo “série” ou “paralelo”, onde, respectivamente, com a falha de somente 1 elemento já há interrupção do fornecimento e por outro lado, todos os componentes desse sistema devem falhar para que se estabeleça uma descontinuidade entre a fonte e a carga.

Para um sistema equivalente do tipo série, a probabilidade de falha se dá pela probabilidade de pelo menos 1 elemento falhar, de forma que, qualquer um dos elementos pertencentes a esse sistema é fundamental para sua operação. No âmbito das técnicas utilizadas para avaliar a confiabilidade de um sistema pela frequência e duração dos eventos, as seguintes equações foram desenvolvidas para um sistema classificado como série:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (3-8)$$

$$U_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \times r_i \quad (3-9)$$

$$r_s = \frac{\sum \lambda_i \times r_i}{\sum \lambda_i} = \frac{U_s}{\lambda_s} \quad (3-10)$$

Onde:

- λ_i (taxa de falha): Taxa de falha do componente i , expresso em falhas/ano;
- r_i (tempo médio de reparo ou substituição): Tempo médio para que o componente seja reparado, ou substituído, expresso em horas. Equivalente ao *MTTR*;
- λ_s (taxa de falha): Taxa de falha do sistema série s , expresso em falhas/ano;
- U_s (Indisponibilidade): Período em que o sistema série fica indisponível para realizar suas funções, em horas/ano;
- r_s (tempo médio de indisponibilidade): Tempo médio em que o sistema série demora a retornar ao seu estado normal, após uma falha, em horas;
- n (componentes): Número de componentes no sistema s .

Diferente da associação de componentes em série, a equivalência de componentes em paralelo não é facilmente estendida para sistemas com n componentes. Em sistemas específicos, é possível realizar combinações duas a duas, utilizando as equações a seguir. A complexidade se dá pelo fato de que as combinações dos eventos entre falhas devem ser realizadas de forma correta, associando corretamente o evento e modo de falha de cada componente com as

respectivas probabilidades de ocorrerem determinadas falhas em demais componentes que poderão comprometer o fornecimento.

$$\lambda_p = \lambda_1 \times \lambda_2 \times \frac{(r_1 + r_2)}{8760} \quad (3-11)$$

$$U_p = \lambda_1 \times \lambda_2 \times \frac{r_1 \times r_2}{8760} = \lambda_p \times r_p \quad (3-12)$$

$$r_p = \frac{r_1 \times r_2}{r_1 + r_2} \quad (3-13)$$

Onde:

- $\lambda_{(1,2)}$ (taxa de falha): Taxa de falha do componente, expresso em falhas/ano;
- $r_{(1,2)}$ (tempo médio de reparo ou substituição): Tempo médio para que o componente seja reparado, ou substituído, expresso em horas. Equivalente ao *MTTR*;
- λ_p (taxa de falha): Taxa de falha do sistema paralelo p com 2 componentes, expresso em falhas/ano;
- U_p (Indisponibilidade): Período em que o sistema paralelo com 2 componentes fica indisponível para realizar suas funções, em horas/ano;
- r_p (tempo médio de indisponibilidade): Tempo médio em que o sistema paralelo com 2 componentes demora a retornar ao seu estado normal, após uma falha, em horas.

3.2 Conceitos básicos sobre fluxo de potência

Uma grande parcela dos modelos utilizados para avaliação de confiabilidade de sistemas elétricos considera somente a verificação das conexões entre os elementos do sistema sob estudo, como por exemplo os métodos para redução de sistemas complexos em equivalentes. Muitas das vezes as restrições de fluxo são deixadas de lado e não representam a maior parcela dos sistemas de distribuição, que são por vezes menos confiáveis que os sistemas de transmissão e em sua grande maioria não atendem aos critérios N-1, ou seja, operação plena, sem interrupção a nenhum cliente do conjunto mesmo com um elemento fora de operação.

Para a interpretação de como as restrições operativas podem contribuir para uma melhor análise de confiabilidade, para todos os cenários estudados, o cálculo de fluxo de potência

linearizado será o responsável por verificar as restrições de fluxos e cortes de carga no sistema além dos critérios de perda total de continuidade citados em diversas referências.

3.2.1 Fluxo de potência linearizado

Conforme menções anteriores, a utilização de fluxo de potência em cálculos de confiabilidade de sistemas elétricos possui um ganho sobre as metodologias que utilizam somente a perda total de continuidade para contabilização de indicadores. Os aspectos que cercam os estudos e linearizações de fluxo de potência são os presentes na referência [35].

Tendo em mente que a potência ativa de um sistema flui, de maneira aproximada, proporcionalmente à diferença angular entre as tensões de suas barras terminais (do maior ângulo para o menor), a relação entre fluxo de potência e ângulo é semelhante ao fluxo de corrente e quedas de tensão em um circuito de corrente contínua. Daí surge a nomenclatura do fluxo de potência DC, que representa uma simplificação do fluxo de potência convencional (isto é, fluxo de potência não linear AC).

Para a validade do método, são desconsideradas as tensões nas barras (supostas iguais às tensões nominais, isto é, 1 pu), tapes de transformadores e o fluxo de potência reativa. O método produz melhores resultados (ou seja, mais próximos dos obtidos com o modelo AC) quanto mais elevado for o nível de tensão, pois desta forma, as perdas são reduzidas e quanto menor o fluxo de potência reativa pelo sistema, uma vez que este não integra o modelo.

A utilização do fluxo de potência DC é importante no âmbito de redução de esforço computacional, uma vez que as equações se tornam lineares, e, portanto, muito mais simples. As expressões no método envolvem basicamente P (potência ativa), θ (ângulo da barra) e B (uma matriz determinada por inspeção da rede a partir da conectividade das barras e das reatâncias dos circuitos). As equações são obtidas, a partir das expressões do fluxo de potência convencional.

Considerando duas barras, k e m cuja diferença angular é θ_{km} , de tensões V_k e V_m respectivamente, ligadas por uma linha de transmissão de admitâncias $Y_{km} = G_{km} + j.B_{km}$, o fluxo de potência ativa P_{km} é dado por:

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m \cos(\theta_{km}) - V_k V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km}) \quad (3-14)$$

e o fluxo reverso, P_{mk} é dado por:

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m \cos(\theta_{km}) + V_k V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km}) \quad (3-15)$$

As perdas na transmissão são representadas por:

$$P_{km} + P_{mk} = g_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos(\theta_{km})) \quad (3-16)$$

Desprezando as perdas nas expressões, tem-se:

$$P_{km} = -P_{mk} = -V_k V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km}) \quad (3-17)$$

Aproximando-se: $\text{sen}(\theta_{km}) = \theta_{km}$; $V_k = V_m = 1 \text{ pu}$ e $b_{km} = -1/x_{km}$ obtém-se:

$$P_{km} = x_{km}^{-1} \theta_{km} = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} = B_{km} \cdot \theta_{km} \quad (3-18)$$

Esta é a expressão do fluxo DC, onde P_{km} é análogo à corrente, θ_k e θ_m são análogos às tensões, e x_{km} é análogo a uma resistência. No geral, a expressão é análoga à Lei de Ohm.

3.2.2 Análise de sistemas por fluxo linearizado

A relação $P = B \cdot \theta$ pode ser interpretada como o modelo de uma rede de resistores alimentada por fontes de corrente contínua, que resolvida de forma matricial para agilidade dos cálculos, resulta que P é análogo ao vetor das injeções de corrente assim como θ ao vetor de tensões nodais. B é análogo a matriz de admitância (condutância) nodal. Assim sendo, todas as propriedades válidas para circuitos em corrente contínua podem ser utilizadas nesse modelo. Uma condição necessária para esse modelo é que a matriz B não seja singular, o que é facilmente conseguido adotando uma das barras do sistema como a barra de referência angular.

A modelagem de problemas envolvendo fluxo linear DC começa com a premissa de que o fluxo total que entra em uma barra é igual a soma de todos os fluxos que deixam a mesma, análogo a Lei de Kirchhoff das Correntes. Para isso considere que P_i é a soma das potências injetadas e consumidas na barra i , de modo que seja positiva caso injetada e negativa caso consumida. O termo b_{ij} modela a susceptância entre a barra i e a barra j e θ_i representa o

ângulo da barra i em radianos. Assim, para um sistema com n barras conectadas entre si, pode-se descrever o conjunto de equações lineares, como segue abaixo.

$$\begin{aligned} \sum P_{b1} = P_1 &= b_{12} \cdot (\theta_1 - \theta_2) + b_{13} \cdot (\theta_1 - \theta_3) + b_{14} \cdot (\theta_1 - \theta_4) + \dots + b_{1n} \cdot (\theta_1 - \theta_n) \\ \sum P_{b2} = P_2 &= b_{12} \cdot (\theta_2 - \theta_1) + b_{23} \cdot (\theta_2 - \theta_3) + b_{24} \cdot (\theta_2 - \theta_4) + \dots + b_{2n} \cdot (\theta_2 - \theta_n) \\ \sum P_{bn} = P_n &= b_{1n} \cdot (\theta_n - \theta_1) + b_{2n} \cdot (\theta_n - \theta_2) + b_{3n} \cdot (\theta_n - \theta_3) + \dots + b_{(n-1)n} \cdot (\theta_n - \theta_{n-1}) \end{aligned} \quad (3-19)$$

distribuindo os produtos entre os ângulos, obtêm-se as seguintes equações.

$$\begin{aligned} P_1 &= \theta_1 \cdot (b_{12} + b_{13} + b_{14} + \dots + b_{1n}) - \theta_2 \cdot b_{12} - \theta_3 \cdot b_{13} - \theta_4 \cdot b_{14} - \dots - \theta_n \cdot b_{1n} \\ P_2 &= \theta_2 \cdot (b_{12} + b_{23} + b_{24} + \dots + b_{2n}) - \theta_1 \cdot b_{12} - \theta_3 \cdot b_{23} - \theta_4 \cdot b_{24} - \dots - \theta_n \cdot b_{2n} \\ P_n &= \theta_n \cdot (b_{1n} + b_{2n} + b_{3n} + \dots + b_{(n-1)n}) - \theta_1 \cdot b_{1n} - \theta_2 \cdot b_{2n} - \dots - \theta_{n-1} \cdot b_{(n-1)n} \end{aligned} \quad (3-20)$$

Organizando as equações de forma matricial, no formato $P = B \cdot \theta$

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b'_{11} & b'_{12} & b'_{13} & \dots & b'_{1n} \\ b'_{21} & b'_{22} & b'_{23} & \dots & b'_{2n} \\ b'_{31} & b'_{32} & b'_{33} & \dots & b'_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ b'_{n1} & b'_{n2} & b'_{n3} & \dots & b'_{nn} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \quad (3-21)$$

De forma que b'_{ii} é a soma de todas as susceptâncias conectadas à barra i e b'_{ij} é o negativo das susceptâncias entre as barras i e j , ou seja, $b'_{ij} = -b_{ij}$.

Como dito no início desta seção, é necessário que a matriz B seja singular, sendo assim, ao adotar a barra 1 como sendo a barra de referência angular, cujo ângulo é zero radianos, obtêm-se a seguinte expressão.

$$\begin{bmatrix} P_2 \\ P_3 \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b'_{22} & b'_{23} & \dots & b'_{2n} \\ b'_{32} & b'_{33} & \dots & b'_{3n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ b'_{n2} & b'_{n3} & \dots & b'_{nn} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \quad (3-22)$$

A igualdade acima comumente é utilizada para se determinar os ângulos das barras do sistema de forma que, de posse desses ângulos, determina-se o fluxo de potência nas linhas a partir das equações já demonstradas acima, para as barras quaisquer n e m .

$$P_{nm} = -P_{mn} = (\theta_n - \theta_m)b_{nm} \quad (3-23)$$

3.2.3 Introdução de variáveis discretas ao fluxo linearizado

Para que o problema possa abranger, além da natureza linear do fluxo, as características discretas, ou binárias, de estados operativos de elementos do sistema modelado, algumas considerações devem ser feitas ao fluxo DC tradicional apresentado anteriormente. As equações a seguir são dos desdobramentos apresentados em [26].

Como apresentado anteriormente, o fluxo de potência entre duas barras distintas do sistema, é modelado como:

$$P_{nm} = -P_{mn} = (\theta_n - \theta_m)b_{nm} \quad (3-24)$$

Porém, quando o ramo R_{mn} está operando, P_{nm} deve seguir a seguinte condição:

$$-P_{nm}^{m\acute{a}x} \leq P_{nm} \leq P_{nm}^{m\acute{a}x} \quad (3-25)$$

Ou seja, o ramo R deve permitir um fluxo, de ambos as direções, limitado ao fluxo máximo. Porém, quando R_{mn} está fora do sistema:

$$P_{nm} = 0 \quad (3-26)$$

Ou seja, não pode haver fluxo através desse ramo. Porém, isso também não deve implicar em uma restrição aos ângulos das barras adjacentes a esse ramo. Para incorporar essa característica binária no estado do ramo R_{mn} , sem criar uma restrição de igualdade entre os ângulos das barras adjacentes, a equação de fluxo é modificada conforme a seguir:

$$P_{nm} = B_{nm} \cdot (\theta_n - \theta_m) + (Z_{Lk} - 1) \cdot M_{nm} \quad (3-27)$$

Onde Z_{Lk} representa o estado do ramo R_{mn} , 0 para desligada e 1 para ligada. Analisando a equação tem-se as seguintes condições:

Se a Z_{Lk} estiver operando, $Z_{Lk} = 1$ e, portanto, $P_{nm} = B_{nm} \cdot (\theta_n - \theta_m)$, assim como o modelo tradicional linearizado. Porém, se Z_{Lk} estiver fora do sistema, $Z_{Lk} = 0$, $P_{nm} = B_{nm} \cdot (\theta_n - \theta_m) + (-1) \cdot M_{nm}$, assim, o parâmetro M_{nm} agora faz parte da equação do fluxo de R_{mn} , e esse parâmetro é responsável por manter o fluxo nesse ramo igual a zero, ao passo que não cria dependência entre os ângulos das barras adjacentes.

Assim, para o modelo de fluxos, em ambos os lados, tem-se o seguinte par de inequações:

$$\begin{aligned}
 B_{nm} \cdot (\theta_n - \theta_m) - P_{nm} + (Z_{Lk} - 1) \cdot M_{nm} &\geq 0 \\
 B_{nm} \cdot (\theta_n - \theta_m) + P_{nm} + (Z_{Lk} - 1) \cdot M_{nm} &\leq 0
 \end{aligned}
 \tag{3-28}$$

E o parâmetro M_{nm} é calculado da seguinte maneira:

$$M_{nm} = B_{nm} \cdot (\theta_n^{m\acute{a}x} - \theta_m^{m\acute{i}n}) \tag{3-29}$$

Dessa forma, se $Z_{Lk} = 0$, as inequações modeladas para os fluxos entre as barras não estarão restritas a manter os ângulos entre elas iguais, ou condicionadas uma a outra, para que o fluxo seja zero.

3.3 Modelos de Componentes

A seguir são apresentados os modelos dos componentes que compõem a simulação proposta nessa dissertação. São definidos os modelos *elétricos* e *operacionais* para cada componente. O modelo *elétrico* apresenta as características dos componentes em relação as restrições de fluxo, como a capacidade máxima de condução, baseado no estado daquele componente. O modelo *operacional* representa as características e possibilidades de diferentes estados de operação ao longo dos diferentes cenários que são criados em eventos de contingência, ou seja, quais são as atuações desses elementos antes e depois de uma contingência, sendo esta última dividida em mais dois cenários, pós-defeito e pós-manobra.

3.3.1 Modelo de linhas e redes de distribuição

As linhas de transmissão, linhas de distribuição ou redes de distribuição, não reagem em função de defeitos ou falhas, como a ocorrência de curtos-circuitos. São elementos passivos, que simplesmente sofrem com as imposições apresentadas e modelam o sistema e a distribuição de seu fluxo, em função de seus parâmetros elétricos.

Conforme apresentado anteriormente, quando o modelo de fluxo DC é utilizado, os ramos que representam as linhas de transmissão, distribuição ou redes de distribuição, são representados somente pela susceptância B e o fluxo passa a ser proporcional a abertura angular de suas barras adjacentes. Esse ramo também apresenta um limite de capacidade de condução

de potência P , que independe do sentido. Portanto o modelo de linhas e redes de distribuição, que segue resumidamente a seguir:

- Modelo elétrico proposto de linhas e redes de distribuição.

$$\begin{cases} B_{nm} \cdot (\theta_n - \theta_m) - P_{nm} \geq 0 \\ B_{nm} \cdot (\theta_n - \theta_m) + P_{nm} \leq 0 \\ P_{nm} = -P_{mn} = (\theta_n - \theta_m)b_{nm} \end{cases} \quad (3-30)$$

- Modelo operacional proposto de linhas e redes de distribuição.

$$\begin{cases} \text{Estado pós - manutenção} = \text{Estado Inicial} \\ \text{Estado pós - defeito} = \text{Estado Inicial} \\ \text{Estado pós - manobra} = \text{Estado Inicial} \end{cases} \quad (3-31)$$

3.3.2 Modelo de chaves seccionadoras

O modelo de equipamentos de seccionamento, como chaves seccionadoras e disjuntores, difere dos de linhas de transmissão, distribuição ou redes de distribuição, pois são elementos ativos no sistema. As chaves seccionadoras podem ser chamadas a alterar seu status em função da necessidade do sistema.

É um elemento que conecta dois nós distintos do sistema, porém que apresenta uma impedância muito pequena quando estiver em seu estado “ligado”, ou seja, conduzindo. Dessa forma, esses nós apresentarão praticamente o mesmo ângulo de operação em relação a referência, quando estiver em seu estado fechado e esse modelo permite que os ângulos dos nós que compõem esses equipamentos sejam independentes quando em estado aberto.

Em específico, as chaves seccionadoras não são equipamentos de proteção, portanto não sofrem alteração de seu estado enquanto no regime exposto como “pós-defeito”. Tal equipamento só terá seu estado alterado, caso seja necessário, em situações do tipo “pós-manutenção” ou “pós-manobra”, ou seja, quando suas manobras são programadas e executadas por ação externa ao sistema.

Esses elementos ainda podem ser de dois tipos: com operações manuais/motorizadas com controle local, ou motorizadas com controle remota, via centro de operações. O modelo elétrico e operacional desses elementos são os mesmos, porém a mudança ocorrerá na grande

diferença entre os tempos médios de manobra desses elementos, que será abordado mais a frente.

- Modelo elétrico proposto de chaves seccionadoras.

$$\begin{cases} B_{nm} \cdot (\theta_n - \theta_m) - P_{nm} + (Z_{Lk} - 1) \cdot M_{nm} \geq 0 \\ B_{nm} \cdot (\theta_n - \theta_m) + P_{nm} + (Z_{Lk} - 1) \cdot M_{nm} \leq 0 \\ M_{nm} = B_{nm} \cdot (\theta_n^{m\acute{a}x} - \theta_m^{m\acute{i}n}) \end{cases} \quad (3-32)$$

- Modelo operacional proposto de chaves seccionadoras.

$$\begin{cases} \text{Estado pós – manutenção} = \text{flexível com a condição de manutenção} \\ \text{Estado pós – defeito} = \text{Estado Inicial ou pós – manutenção} \\ \text{Estado pós – manobra} = \text{flexível com a condição de reestabelecimento} \end{cases} \quad (3-33)$$

3.3.3 Modelo de chaves fusíveis

As chaves fusíveis são equipamentos muito utilizados em redes de distribuição e em algumas aplicações específicas em sistemas de subtransmissão. Esse equipamento, a princípio, é um aperfeiçoamento das chaves seccionadoras de manobra, pois é utilizado também para proteção, melhorando a seletividade de falhas.

As chaves possuem ampla aplicação em sistemas radiais, possuindo diferentes curvas de atuação que podem ser coordenadas entre si e entre outros equipamentos de proteção. Nesse estudo, as chaves são empregadas somente em sistemas radiais, ou partes radiais de um sistema mais amplo. A atuação das chaves fusíveis como elementos de proteção acontecerá somente para falhas a jusante de sua instalação, ou seja, simulando que um defeito alimentado pelas fontes a montante fizesse o elemento fusível atuar, abrindo-a.

Assim como o modelo adotado pelas chaves seccionadoras, a impedância, quando o elemento está fechado, é praticamente nula e para esse estudo, desprezível. Quando aberta, deve permitir a independência entre os ângulos dos nós adjacentes para não interferir no fluxo dos demais ramos.

- Modelo elétrico proposto de chaves fusíveis.

$$\begin{cases} B_{nm} \cdot (\theta_n - \theta_m) - P_{nm} + (Z_{Lk} - 1) \cdot M_{nm} \geq 0 \\ B_{nm} \cdot (\theta_n - \theta_m) + P_{nm} + (Z_{Lk} - 1) \cdot M_{nm} \leq 0 \\ M_{nm} = B_{nm} \cdot (\theta_n^{m\acute{a}x} - \theta_m^{m\acute{i}n}) \end{cases} \quad (3-34)$$

- Modelo operacional proposto de chaves fusíveis.

$$\begin{cases} \text{Estado pós – manutenção} = \text{flexível com a condição de manutenção} \\ \text{Estado pós – defeito} = \text{Se a montante do defeito – aberto} \\ \text{Estado pós – manobra} = \text{flexível caso não tenha atuado no defeito} \end{cases} \quad (3-35)$$

3.3.4 Modelo de disjuntores

Os disjuntores têm a função principal de interromper correntes de curto-circuito em um intervalo de curtíssimo de tempo, de aproximadamente poucos ciclos, sendo esta uma das tarefas mais complexas que estão atribuídas a equipamentos do sistema de energia.

Estes equipamentos são os elementos mais confiáveis e versáteis do sistema de transmissão, porém são os que apresentam o maior custo dentre os elementos manobráveis e por isso estudos devem ser desenvolvidos para que a utilização destes seja eficiente. Por utilizarem meios controlados para a extinção de arcos elétricos, possuem o maior grau de confiabilidade para operação segura e remota, sendo amplamente utilizados para proteção e automação do sistema de potência.

O modelo elétrico adotado é exatamente o mesmo dos demais elementos aqui já apresentados. Impedância desprezível quando fechados e impedância infinita quando aberto, não interferindo no fluxo do restante do sistema. O modelo operacional é a grande diferença para os demais elementos, pois esse equipamento é extremamente flexível em todas as etapas de uma contingência, pois mesmo depois de atuado (devido a um defeito em outro equipamento), pode voltar a operar de forma rápida, contribuindo além para a eliminação do defeito, para o rápido reestabelecimento.

Vale destacar que, diferente dos elementos fusíveis, os disjuntores podem atuar por níveis de corrente em ambas as direções e por isso são utilizados em troncos de alimentadores que podem operar em anel ou poder alternar suas fontes entre montante e jusante de sua configuração inicial.

- Modelo elétrico proposto de disjuntores.

$$\begin{cases} B_{nm} \cdot (\theta_n - \theta_m) - P_{nm} + (Z_{Lk} - 1) \cdot M_{nm} \geq 0 \\ B_{nm} \cdot (\theta_n - \theta_m) + P_{nm} + (Z_{Lk} - 1) \cdot M_{nm} \leq 0 \\ M_{nm} = B_{nm} \cdot (\theta_n^{m\acute{a}x} - \theta_m^{m\acute{i}n}) \end{cases} \quad (3-36)$$

- Modelo operacional proposto de disjuntores.

$$\begin{cases} \text{Estado pós – manutenção} = \text{flexível com a condição de manutenção} \\ \text{Estado pós – defeito} = \text{Se adjacente à falha – aberto} \\ \text{Estado pós – manobra} = \text{flexível com a condição de reestabelecimento} \end{cases} \quad (3-37)$$

3.3.5 Modelo de transformadores de potência

Um transformador, também conhecido como *Trafo*, é o equipamento destinado a interligar sistemas elétricos em diferentes níveis de tensão, transformando os potenciais e as correntes de circuitos em corrente alternada, conforme necessidade e podem ser utilizados para modificar as impedâncias de um circuito elétrico.

Há diversos modelos complexos utilizados para representar os transformadores, incluindo as perdas por efeito Joule nos enrolamentos, perdas no pacote magnético como histerese, correntes parasitas ou de Foucault. Os modelos também podem incluir o efeito de tapes em transformadores.

Nesse trabalho o transformador é aplicado como um elemento estático, que não possui tapes, pela própria característica de modelos de fluxo linear. Sua impedância é representada somente pela indutância, característica que se pronuncia nesse equipamento.

Assim como as linhas de transmissão, distribuição ou redes de distribuição, os transformadores não são capazes de reagir a defeitos, dependendo de equipamentos auxiliares para sua proteção, dessa forma, não atuam em nenhuma circunstância.

- Modelo elétrico proposto de transformadores de potência.

$$\begin{cases} B_{nm} \cdot (\theta_n - \theta_m) - P_{nm} \geq 0 \\ B_{nm} \cdot (\theta_n - \theta_m) + P_{nm} \leq 0 \\ P_{nm} = -P_{mn} = (\theta_n - \theta_m)b_{nm} \end{cases} \quad (3-38)$$

- Modelo operacional proposto de transformadores de potência.

$$\begin{cases} \text{Estado pós – manutenção} = \text{Estado Inicial} \\ \text{Estado pós – defeito} = \text{Estado Inicial} \\ \text{Estado pós – manobra} = \text{Estado Inicial} \end{cases} \quad (3-39)$$

3.3.6 Modelo de plantas de geração de energia

Para as unidades geradoras, tem-se da equação de fluxo DC tradicional as seguintes equações:

$$P_{Gn}^{\min} \leq P_{Gn} \leq P_{Gn}^{\max} \quad (3-40)$$

Porém, se a unidade geradora não estiver disponível para o despacho:

$$P_{Gn} = 0 \quad (3-41)$$

- Modelo para unidades equivalentes de geração:

$$\begin{cases} P_{Gn} \geq P_{Gn}^{\min} \cdot Z_{Gn} \\ P_{Gn} \leq P_{Gn}^{\max} \cdot Z_{Gn} \end{cases} \quad (3-42)$$

Assim, a variável binária Z_{Gn} associa o estado da unidade geradora n ao cálculo de otimização do despacho. Inicialmente, pode-se não esperar um grande ganho no despacho, uma vez que o despacho das unidades pode percorrer todo o range entre P_{Gn}^{\min} e P_{Gn}^{\max} , caso $P_{Gn}^{\min} = 0$, porém há um grande ganho quando P_{Gn}^{\min} é maior que zero, que é o que ocorre muitas vezes em unidades geradoras de todas as naturezas, porém mais pronunciadas em unidades de grande potência. O ganho na precisão do despacho ainda é melhorado quando adicionado o custo fixo de operação dessas unidades, fato não possível de ocorrer no modelo tradicional de despacho linearizado.

3.3.7 Modelo de unidades consumidoras

As unidades consumidoras são representadas pela carga ativa máxima que consomem. Porém frações desse consumo são considerados para o cálculo dos indicadores, pois em algumas condições, quando em contingência, pode ser necessário que haja cortes de cargas em

algumas partes do sistema, pois, principalmente em situações envolvendo o sistema de distribuição em alta tensão, o critério N-1 não é obedecido e o sistema remanescente pós-defeito e pós-manobra pode não ser o suficiente para o atendimento integral do consumo.

Com vistas nos indicadores, os consumidores são vistos através do montante de potência que não pode ser fornecido devido a alguma contingência, ou seja, a potência *cortada* dessa unidade consumidora. Em função da potência de corte, as unidades consumidoras são representadas por:

- Modelo para unidades consumidoras:

$$\begin{cases} P_{Cn} \geq P_{Cn}^{min} \\ P_{Cn} \leq P_{Cn}^{max} \end{cases} \quad (3-43)$$

3.4 Tipos de contingências

Os elementos modelados aqui, podem imputar ou não diferentes tipos de contingência ao sistema em função de seu modo de operação, elementos construtivos, estado de operação etc. Porém ambos os tipos de falhas estão representados através de dois grupos. Falhas passivas e falhas ativas. De forma preventiva, esses elementos podem ser retirados do sistema de forma programada para manutenção.

3.4.1 Falhas passivas

Falhas passivas em componentes são os tipos de falhas que ocorrem sem a atuação de elementos de proteção, ou seja, são falhas que criam situações em que o sistema de proteção de forma autônoma não detecta, seja devido a ausência de correntes de curto-circuito ou variações do nível de tensão. São exemplos desse tipo de falhas aberturas intempestivas de disjuntores ou seccionadores motorizados. Falhas em comandos de equipamentos, quando solicitados. Também são considerados como falhas passivas, por exemplo, defeitos internos em disjuntores que provocam a sua abertura e bloqueio para a sua autoproteção.

3.4.2 Falhas ativas

As falhas ativas em componentes são caracterizadas pela atuação do sistema de proteção, normalmente associadas às *falhas shunt*. Quando essas falhas ocorrem, automaticamente elementos de proteção inseridos no sistema atuam reconfigurando a sua topologia. Nesse momento o sistema migra do *estado normal de operação* para o *estado pós-defeito*. Os modos de falha, considerando a atuação dos sistemas de proteção, são de suma importância para uma boa estimativa dos indicadores de continuidade, pois é a partir das filosofias de proteção que os estudos de coordenação e seletividade tentam preservar ao máximo as cargas em trechos do sistema sem falhas.

3.4.3 Manutenção

Outra contingência prevista nesse trabalho é a reconfiguração do sistema para realização de manutenção. Essa contingência se comporta, para finalidade desse trabalho, como uma falha passiva, pois compreende-se que não há atuação de sistemas de proteção durante as manobras realizadas para o isolamento de um determinado equipamento para que seja realizada sua manutenção. Nessa contingência, o sistema migra de seu *estado normal de operação* para o *estado pós-manutenção*. Esse modo de operação será considerado como o cenário base para as contingências de segunda ordem, que nesse trabalho será representado por falhas em equipamentos que estejam em operação ao longo do cenário *pós-manutenção*.

Os indicadores são ponderados pela *taxa equivalente de falha*, conforme equação abaixo, apresentada em [2]:

$$\left(\lambda_{Manut_k+Falha_i}\right)_j = \lambda_{Falha_i} \times \frac{\lambda_{manutenção_k} \times TMM_k}{8760} \quad (3-44)$$

Onde:

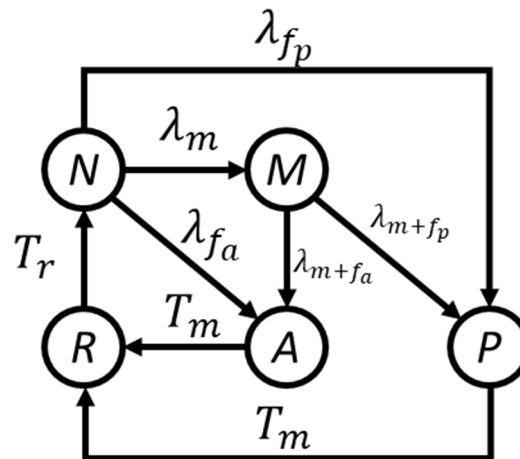
- j : Evento j de contingência dupla;
- i : Índice para o equipamento que falha no evento j ;
- k : Índice para o equipamento que está em manutenção no evento j ;
- $\left(\lambda_{Manut_k+Falha_i}\right)_j$: Taxa equivalente do evento j , dado que k está em manutenção e i falha;

- λ_{Falha_i} : Taxa de falha do equipamento i ;
 $\lambda_{manutenção_k}$: Taxa de manutenção do equipamento k ;
 TMM_k : Tempo médio de manutenção do equipamento k .

3.5 Estados do sistema

O sistema pode apresentar vários modos de operação e contingência, porém para cada um desses modos os indicadores devem ser contabilizados e agregados de forma a compor um indicador único ao final da simulação.

Figura 3-1 Modelo de 5 Estados do Sistema (Autor)



A metodologia proposta prevê que o sistema transite do modo de *operação normal* para um modo em contingência, seja este segundo um evento de manutenção ou defeito, ou ainda a associação destes, um defeito no modo de manutenção. Na sequência o sistema pode transitar para um modo de operação com menor impacto nos indicadores, esse estado ocorre logo após a identificação do problema e utilização de recursos instalados neste para recomposição rápida dos trechos sãos e reparos do trecho defeituoso. Ao final o sistema retorna ao seu estado normal de operação e contabiliza os indicadores totais registrados nesse evento.

De maneira sucinta, pode-se observar da **Figura 3-1** quais são as taxas que levam o sistema para os estados de contingência e quais os tempos que transportam o sistema novamente para seu *estado normal de operação*, onde:

- N : Estado normal de operação do sistema;
 M : Estado do sistema para qualquer componente em manutenção;
 A : Estado do sistema para qualquer componente com falha do tipo ativa;
 P : Estado do sistema para qualquer componente com falha do tipo passiva;
 R : Estado do sistema para qualquer componente em reparo/substituição;
 λ_m : Taxa de transição para o estado de manutenção de um componente qualquer;
 λ_{m+f_p} : Taxa de transição para o estado de falha passiva, durante manutenção de um componente qualquer;
 λ_{m+f_a} : Taxa de transição para o estado de falha ativa, durante manutenção de um componente qualquer;
 λ_{f_p} : Taxa de transição para o estado de falha passiva de um componente qualquer;
 λ_{f_a} : Taxa de transição para o estado de falha ativa de um componente qualquer;
 T_m : Tempo médio de manobra do sistema para isolar falhar do tipo passiva ou ativa;
 T_r : Tempo médio de reparo/substituição de um equipamento em falha.

O fluxograma representado através da **Figura 3-2** demonstra como são realizadas as transições dos estados ao longo da simulação dos eventos na metodologia proposta. Abaixo, numerados conforme seus respectivos estados e blocos lógicos no fluxograma, estão mais informações sobre como o algoritmo funciona.

1. Início do algoritmo com declaração de constantes iniciais para o cálculo.
2. Escolher o arquivo que contém os dados dos ramos (componentes) e nós do sistema. O arquivo de entrada de dados, além das características de capacidades e desempenho do componente também apresenta as condições iniciais de operação e restrições operativas que devem ser seguidas ao longo da simulação.
3. O *Estado Inicial de Operação* representa a operação inicial desse sistema. Os indicadores de continuidade são extremamente sensíveis as condições iniciais de operação, por isso é o usuário, baseado no conhecimento sobre o sistema, que determina essa condição.
4. A criação dos grafos serve para representar as condições de operação e, de forma visual, representar as conexões que o sistema possui em cada condição de operação. A criação de grafos também permite estabelecer condições entre os nós e ramos que são utilizadas ao longo da simulação.
5. Para todos os equipamentos que possuem uma *taxa de falha* ativa ou *passiva*, ou ambos, declarados nos *dados de entrada do algoritmo*, serão criados eventos de contingência para

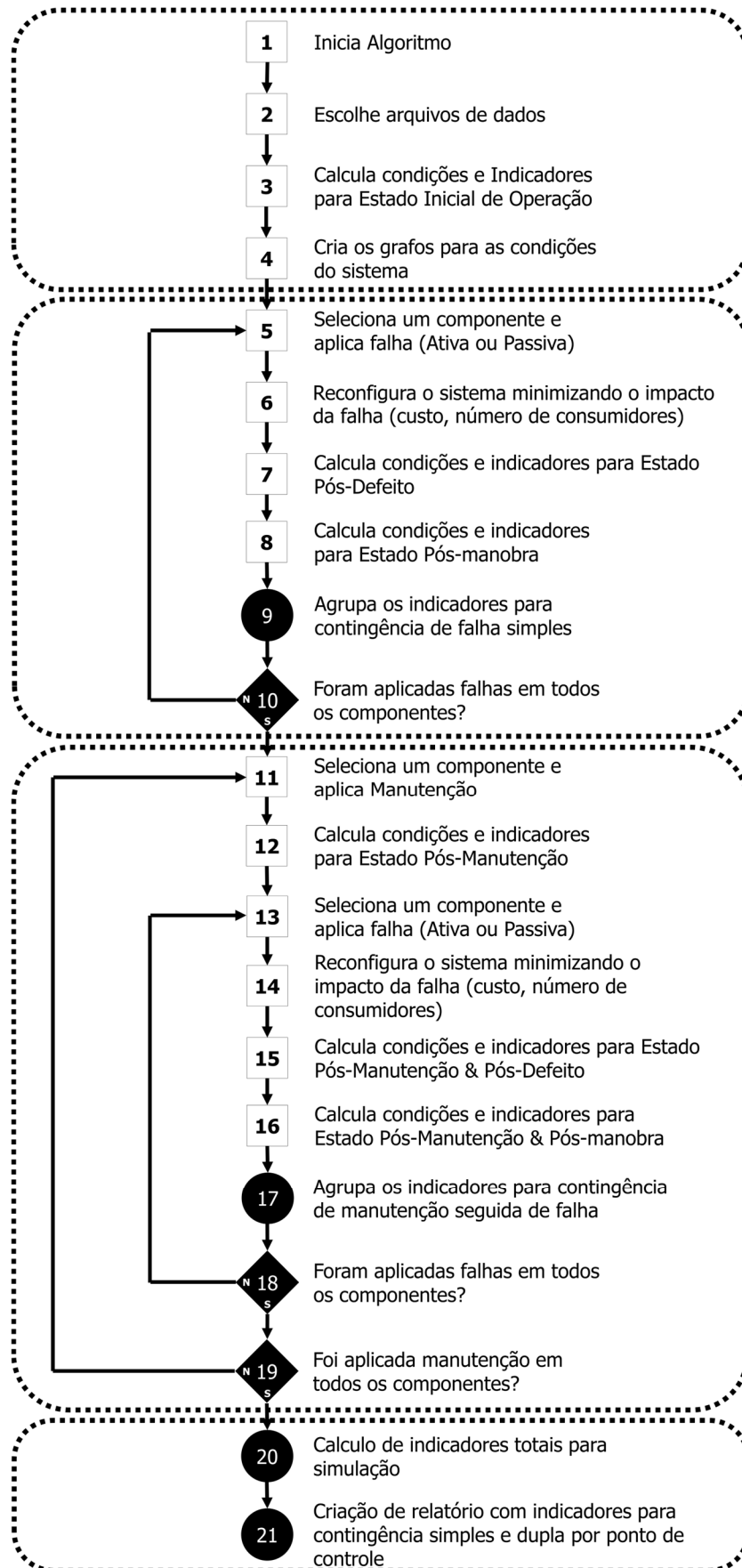
simulação. Esses eventos possuem uma probabilidade de ocorrência anual, baseado em suas taxas de ocorrência. Somente equipamentos que estão operando com estado inicial 1, ou seja, em operação, podem apresentar falhas.

6. Após a simulação da atuação dos equipamentos de proteção, o programa deve identificar se houve corte de cargas no sistema, seja por ausência de continuidade dos circuitos ou ainda restrições de fluxo de potência no sistema remanescente.
7. Os indicadores associados ao estado *pós-defeito* refletem sobre a abrangência da interrupção e sobre o tempo realizado para a transição do sistema ao estado *pós-manobra*. Esse tempo é considerado como o maior tempo de manobra, declarado nos dados de entrada, para os ramos (sejam estes disjuntores, chaves seccionadoras ou fusíveis) que precisaram ser manobrados para isolar o defeito com a maior seletividade possíveis de cargas.
8. Manobra possíveis realizados, o sistema encontra-se agora em seu modo de operação *pós-manobra*. Geralmente esse estado apresenta uma abrangência bem menor que o estado anterior, isso ocorre pois os sistemas de distribuição, sejam estes em alta, média ou baixa tensão, possuem características de operação radiais.
9. Agrupamentos dos indicadores para todas as falhas de contingência simples consideradas. Os indicadores para o mesmo ponto de controle são apresentados de forma individual por cada evento gerado e de forma agrupada para todos os pontos de controle.
10. Verifica se todos os eventos representando todos os componentes com taxa de falha ativa e/ou passiva foram simulados.
11. O programa também analisa situações envolvendo contingências duplas, ou seja, a ocorrência de 2 eventos simultâneos no sistema. Podem existir inúmeras situações de contingências múltiplas, principalmente após a ocorrência de fenômenos para os quais os sistemas não foram projetados para operar, como catástrofes climáticas. Nesse trabalho os eventos de contingência dupla se restringirão a ocorrência de falhas instantes antes da finalização de eventos de manutenção, simulando a resposta desse sistema enquanto fragilizado devido as manobras decorridas da atividade de manutenção.
12. Avalia as condições do sistema com o componente em manutenção. Nessa condição o componente é modelado como fora de operação, ou seja, não possui capacidade de conduzir potência. Nos casos em que essa condição possa ter gerado interrupção para algum consumidor, essa interrupção durará pelo tempo de manutenção do componente.
13. Ocorrendo essa falha concomitante à manutenção, o sistema transita para o *estado pós-manutenção & pós-manobra*. Essa transição ocorre tomando como o estado inicial a

configuração para a realização das atividades de manutenção e na sequência a atuação dos elementos de proteção. A ponderação dos indicadores desses eventos é realizada através da *taxa de falha equivalente* desse evento, calculado a partir das *taxas de falha* e *taxas de manutenção* dos elementos envolvidos conforme equação (3-44).

14. O sistema transita agora para o estado *pós-manobra & manutenção*, onde o tempo de desligamento dos clientes interrompidos é considerado conforme o maior tempo de manobra declarado na ficha de entrada de dados dentre os equipamentos que sofreram mudança de estado nessa transição.
15. Novamente são verificados os cortes de carga em função da contingência apresentada. Caso positivos, os indicadores associados ao modo de operação *pós-defeito & manutenção*, assim como os do estado *pós-defeito*, são contabilizados em função da abrangência das interrupções e do tempo necessário para a transição até o próximo e último estado, *pós-manobra & manutenção*.
16. O sistema contabiliza os indicadores para o estado *pós-manobra e manutenção* e encerra o evento de contingência dupla.
17. Agrupamentos dos indicadores para todas as falhas de contingência dupla consideradas. Os indicadores para o mesmo ponto de controle são apresentados de forma individual por cada evento gerado e de forma agrupada para todos os pontos de controle.
18. Verifica se todos os componentes foram combinados ao evento de manutenção de outrem
19. Verifica se todos os componentes com taxa de manutenção foram simulados nessa condição.
20. Todos os indicadores são combinados para representação final do sistema
21. Criação de um relatório apresentando os indicadores de continuidade para o sistema testado, por ponto de controle.

Figura 3-2 Fluxograma para transição de modos de operação



3.5.1 Estado normal de operação

O *Estado normal de operação* de um sistema, para a finalidade desse trabalho, é o estado base, estado inicial, ou ainda o estado de referência, de onde a análise parte e para onde ela deve retornar para contabilizar os indicadores de continuidade de forma correta.

O programa desenvolvido tem condições de definir o estado normal de operação, se baseando em um problema de otimização que minimiza os cortes de carga e até mesmo os custos fixos e variáveis de linhas e redes de distribuição e despachos de geração, porém, deixando que o programa execute essa primeira iteração, os indicadores representariam a condição para um cenário artificial, criado pelo programa e não se aproximaria de um cenário mais realista, apontado pelo usuário.

A adequada entrada de dados para a representação desse estado é de extrema importância para a qualidade dos estudos de confiabilidade que são gerados, pois esses estados refletem diretamente nas zonas de alcance de sistemas de proteção e equipamentos de manobra quando da necessidade de um reestabelecimento.

O critério para o *patamar de carga* que será utilizado também é de suma importância, pois em sistemas com baixa redundância, grandes parcelas de indicadores de continuidade podem ser oriundas de restrições de carregamentos de seus elementos quando em contingência. Para efeitos desse trabalho, quando não apresentado o contrário, sempre são utilizadas as cargas máximas para as simulações, o que geram indicadores relativamente piores quando simulados em carga leve ou normal. Um estudo de confiabilidade completo deve abranger todos os patamares de carga e ponderar os indicadores em função da probabilidade de ocorrência dessas falhas em detrimento às curvas de carga variantes no tempo.

3.5.2 Estado pós-manutenção

Em uma determinada simulação, quando um equipamento está em estado de manutenção, o programa deve retirá-lo do circuito, como se houvesse uma descontinuidade naquele trecho.

Essa condição descaracteriza o estado de operação normal desse sistema e o deixa frágil no sentido de segurança operativa, isso porque essa descaracterização geralmente não permite outra contingência no sistema, ou até mesmo já criam um desligamento quando ocorrem.

O sistema transita para o *estado pós-manutenção* somente quando estiver no *estado normal de operação*, isso porque entende-se que os agentes do setor não criam eventos de manutenção em suas redes, linhas e subestações quando da ocorrência concomitante de uma falha que possa ter causada, ou não, um desligamento.

A duração desse evento é a mesma declarada para o *tempo médio de manutenção* do equipamento que está em manutenção e esse valor é o utilizado para a contabilização dos indicadores desse estado.

3.5.3 Estado pós-defeito

O *estado pós-defeito* representa o cenário após a ocorrência de uma falha no sistema, seja ela do tipo ativa, ou seja, com a atuação do sistema de proteção, ou passiva quando um elemento em falha simplesmente deixa de cumprir seu papel no sistema.

Para efeitos das simulações realizadas nesse trabalho, as falhas ocorrem a partir do *estado normal de operação*, configurando uma contingência simples ou a partir do *estado pós-manutenção*, sendo uma contingência dupla.

Esse estado geralmente é o que causa a maior abrangência entre as falhas em números de clientes interrompidos, ou potência interrompida de forma similar, porém apresenta uma característica de rápida transição para o *estado pós-manobra*, pois os centros de operação dos agentes desse setor são treinados para que a máxima recomposição de carga seja realizada no menor tempo possível, utilizando todos os recursos e equipamentos instalados na rede para isso.

A duração associada a esse estado é considerada como o maior tempo entre todos os equipamentos que foram manobrados para que houvesse alguma recomposição de cargas no sistema. Essa consideração é ligeiramente diferente do usualmente praticado para esse cálculo, onde o tempo médio associado ao estado pós-defeito é um valor inserido nos estudos de confiabilidade, após análise individual de cada equipamento e como retirá-lo de operação após uma falha. Ao adotar a proposta deste trabalho, espera-se que a metodologia de cálculo utilizada

determine os melhores equipamentos a serem manobrados e o tempo que isso pode levar, automatizando essa etapa de cálculo. Como exemplo, imagine que em um determinado desligamento, devam ser feitas duas manobras para a recomposição parcial das cargas, o *tempo médio de manobra*, declarado para cada equipamento é utilizado nesse caso e o maior tempo entre eles é utilizado para o cálculo dos indicadores desse estado. Porém, se não houver nenhuma carga recuperada nessa etapa, o tempo considerado é zero e todo o indicador será contabilizado no estado seguinte, no *estado pós-manobra*.

3.5.4 Estado pós-manobra

O *estado pós-manobra* ocorre logo após o término da recomposição de cargas, quando possível, em trechos não afetados por falhas no sistema. Esse estado tem uma característica de abrangência menor nas falhas, porém o tempo médio está associado ao *tempo médio de reparo* dos equipamentos que falharam nesse evento e esse tempo geralmente é muito maior que os de manobra, do estado anterior.

Esse estado transita obrigatoriamente do *estado pós-defeito*, mesmo que este último não consiga ter reestabelecido nenhuma carga. Deste estado só é possível transitar para o *estado normal de operação*, através do reparo das falhas de determinado evento.

Existem eventos em que a espera pelo reparo é simplesmente inviável, como algumas falhas em transformadores, que podem demorar meses e até anos para serem recuperados em fábricas especializadas, por isso, nessas situações devem ser consideradas as premissas do agente do setor quanto ao *tempo médio de reparo* ou *tempo médio de substituição* e o ideal é o menor deles.

Para o caso acima, deve-se lançar mão da alternativa de deslocamento de transformadores e subestações móveis, quando disponíveis. Portanto, para simulação de falhas que necessitem da substituição de grandes transformadores, a alternativa mais rápida deve ser tomada, entre o reparo, a substituição por outro equipamento em reserva técnica ou ainda o tempo de deslocamento e instalação de equipamentos móveis.

3.6 Zonas de proteção e manobra

Para conseguir calcular os indicadores de continuidade de um sistema elétrico, é necessário o entendimento sobre a dinâmica dos desligamentos e como é realizada a recomposição desses sistemas quando ocorrem falhas que causam, ou não, interrupções de fornecimento de energia a um grupo de clientes.

A dinâmica, supracitada, está diretamente conectada ao tipo dos equipamentos instalados no sistema, a posição deste no referido sistema e como eles estão coordenados entre si para permitir que a seletividade dos trechos defeituosos seja máxima.

Equipamentos de proteção, capazes de abertura em condições adversas, são os elementos responsáveis pela primeira seletividade de cargas que são desligadas durante um evento. Esses equipamentos possuem alto custo e por isso são instalados somente em locais estratégicos. São exemplos destes tipos de equipamentos, nesse trabalho, os disjuntores e as chaves fusíveis.

Os equipamentos de manobra são elementos mais simples, pois não possuem as funções de identificar e tão pouco interromper os circuitos em condições desfavoráveis, sendo na maioria das vezes manobradas somente com tensão (existem condições que desfavorecem a manobra inclusive somente em tensão, devido ao alto acoplamento magnético de circuitos próximos e cargas capacitivas). Esses elementos ocupam grande parte dos pontos estratégicos de manobra, como ramais de clientes em média tensão, ou até mesmo em alta tensão, porém precisam que equipes sejam deslocadas até o local para realizarem a manobra e conseqüentemente restabelecerem os demais clientes.

3.7 Problema de otimização

Nesta seção são apresentados os conceitos e definições sobre problemas matemáticos de otimização, retirados principalmente das referências [36] [37] [38].

Na matemática, o termo otimização, ou programação matemática, refere-se ao estudo de problemas em que se busca minimizar ou maximizar uma função através da escolha sistemática dos valores de variáveis reais ou inteiras dentro de um conjunto viável. O conceito

de otimização está agora bem definido como um princípio de suporte a análise de problemas que envolvem tomadas de decisões complexas.

Em problemas de engenharia, de administração, de logística, de transporte, de economia, de biologia ou de outras ciências, quando se consegue construir modelos matemáticos bastante representativos dos respectivos sistemas dinâmicos em estudo, é possível aplicar as técnicas matemáticas de otimização para maximizar ou minimizar uma função previamente definida.

Sendo assim, a otimização é uma importante ferramenta em decisões científicas e análises de sistemas físicos. Para se fazer o correto uso dessa ferramenta, faz-se necessário a identificação do *Objetivo* dessa função, ou seja, uma quantificação mensurável da performance dos sistemas sob estudo. Esse Objetivo pode ser Lucro, Tempo, Energia Potencial, ou qualquer grandeza (ou combinação de grandezas) que podem ser representadas por um único número. O Objetivo depende de certas características apresentadas por cada sistema, diferenciando-se pela natureza e aplicação dos estudos. Essas características são chamadas de *Variáveis* do problema. A finalidade desse processo é encontrar os valores das variáveis desse sistema que otimizem o objetivo (podendo maximizar ou minimizar os resultados). Frequentemente essas variáveis são limitadas, ou seja, apresentam *Restrições*, de alguma forma. Podem ser restrições de quantidade, como insumos em uma linha de produção, restrições de ordem física como leis de Kirchhoff em um sistema elétrico, entre outras possíveis de qualquer natureza.

Os problemas de otimização, de forma geral, podem ser classificados de acordo com a natureza de sua função objetivo e a relação das variáveis com as restrições apresentadas (linear, não-linear, convexo), com o número de variáveis (grande ou pequeno), com a “suavidade” das funções (diferenciáveis ou não diferenciáveis), entre outros. Uma distinção importante pode ser feita entre problemas que apresentam restrições, com relação aos que não as apresentam.

Os limites de projeto que devem ser satisfeitos, a priori, para criar um projeto viável, são chamados de *restrições*. É útil a identificação de dois tipos de categorias, ou tipos, de restrições em problemas de engenharia: *restrições laterais* e *restrições comportamentais*. Essas categorias não são definitivas, bem como nem sempre é fácil classificá-las dessa maneira. De modo geral, restrições que limitam o *range* das variáveis de projeto em contrapartida a consideração de performance desse sistema, são chamadas de restrições laterais. Restrições que derivam dessa performance ou exigências no comportamento que devam ser explicitamente consideradas, são chamadas de restrições comportamentais.

A escolha de uma função objetivo pode ser uma das mais importantes decisões de todo o processo de otimização de um projeto. Em algumas situações, a definição da função objetivo pode ser explícita, em outros casos a função objetivo é utilizada para otimizar um sistema que pertence a um projeto maior e mais complexo, que apresenta melhor operação quando suas partes são otimizadas para suas respectivas finalidades. Uma função objetivo pode também existir para atender a requisitos específicos, para alguma propriedade do projeto, que são difíceis de satisfazer.

Em algumas situações, podem ocorrer duas ou mais grandezas na função objetivo. Porém, deve-se estar atento para o impacto dessas grandezas na solução, pois os métodos de otimização não tratam efeitos de dimensão de unidades em seus cálculos, somente números. Em muitos casos, não é possível desvincular uma variável da função objetivo, porém, seu efeito sobre o resultado pode ser minimizado durante a fase de definição das restrições.

3.7.1 Programação linear

Programação linear tem como características uma função objetivo linear e o conjunto de equações de restrições lineares. A região, cujos pontos são viáveis para uma solução, é chamado de *politopo*, é convexa e conectada por planos ou faces poligonais. O contorno da função objetivo é um plano. Em um problema com várias dimensões, o conjunto solução pode se encontrar em um único vértice, em uma aresta ou em uma face, ou até mesmo ser todo o conjunto viável de solução. O problema não tem solução se a região viável é vazia ou se a função objetivo é ilimitada dentro da região da solução.

A programação linear geralmente é declarada e analisada como sua forma padrão, a seguir:

$$\min c^T \cdot x \text{ Sujeito a } A \cdot x = b, x \geq 0 \quad (3-45)$$

Onde c e x são vetores em \mathbb{R}^n , e b é um vetor em \mathbb{R}^m , e A é uma matriz de dimensão $m \times n$.

Para conseguir calcular os indicadores de continuidade de um sistema elétrico, é necessário modelar o sistema, de forma que a função objetivo direcione a solução para o local de interesse, atendendo às restrições que esse sistema possui. Nesse ponto é imprescindível o

entendimento sobre como ocorre a dinâmica de desligamentos de energia nesses sistemas e como é realizada a recomposição quando ocorrem falhas que causam, ou não, interrupções de fornecimento de energia a um grupo de clientes, além do conhecimento sobre quais possíveis variáveis servem de apoio para quantificação dos indicadores e como elas devem ser inseridas dentro do ambiente de otimização.

Espera-se que o programa seja capaz de tomar decisões inteligentes. O ajuste das penalidades da função custo pode simular as peculiaridades das diretrizes de operação e recomposição que as empresas do setor possuem além de priorizar determinadas manobras visando uma melhoria de indicadores, minimizando o corte de carga por número de clientes ou o menor custo global da interrupção, minimizando os custos desse desligamento. Outras funções podem ser estudadas desde que o modelo criado permita que as penalidades influenciem as variáveis de interesse de forma a conduzir a solução para a convergência de forma adequada.

A equação (3-45) pode ser reescrita, vislumbrando as restrições que compreende, da seguinte forma:

$$FC = \min [f^T] \times [X] \quad \text{Função objetivo} \quad (3-46)$$

$$[A_{eq}] \times [X] = [b_{eq}] \quad \text{Equações – Restrições comportamentais} \quad (3-47)$$

$$[A] \times [X] \leq [b] \quad (3-48)$$

$$[X_{\min}] \geq [X] \geq [X_{\max}] \quad \text{Inequações – Restrições laterais} \quad (3-49)$$

Onde:

FC : Função objetivo, ou função custo do problema de otimização;

f^T : Vetor f contendo as penalidades respectivas aos valores de suas variáveis;

X : Vetor de variáveis, também chamadas de *parâmetros*;

A_{eq} : Matriz de coeficientes que governam as restrições comportamentais do problema;

b_{eq} : Vetor de restrição comportamental dos problemas físicos desse sistema;

A : Matriz de coeficientes que governam as restrições de ordem superior do problema;

b : Vetor de restrição de ordem superior desse problema;

X_{\min} : Valores laterais mínimos de excursão das variáveis, ou *lower bound*;

X_{\max} : Valores laterais máximos de excursão das variáveis, ou *upper bound*.

3.7.2 Função objetivo

A função objetivo, denominada também por *Função Custo*, assim como descrito anteriormente, deve ser formulada para mensurar a avaliação da solução em detrimentos as variáveis consideradas. Para a aplicação em questão, cujo objetivo é minimizar o corte de carga durante eventos de contingência considere um sistema com B barras e L ramos, a função objetivo desse problema de otimização é a seguinte:

$$FC = \min \sum_n (PG_n \cdot CVG_n + Z_{G_n} \cdot CFG_n) + \min \sum_k Z_{Lk} \cdot CFL_k + \min \sum_l PC_l \cdot CCC_l \quad (3-50)$$

Onde:

- FC : Função objetivo, ou função custo do problema de otimização;
- PG_n : Potência gerada pela unidade G_n ;
- CVG_n : Custo por MW gerado pela unidade G_n ;
- Z_{G_n} : Variável binária de operação da unidade G_n ;
- CFG_n : Custo fixo de operação da unidade G_n ;
- Z_{Lk} : Variável binária de operação do equipamento k ;
- CFL_k : Custo Fixo de operação do equipamento k .
- PC_l : Potência de corte da carga l
- CCC_l : Custo do corte da carga l

Lendo a função objetivo, pode-se perceber que o programa tentará realizar um despacho para o fluxo de potência que minimiza os custos com unidades de injeção de potência e ramos de transporte destes, além de vislumbrar o impacto desse fluxo ao atendimento da carga, minimizando o corte aos clientes.

A solução pode desprezar, ou salientar, cada parte da equação (3-50) em função das penalidades que são impostas.

A função objetivo deve, além de minimizar o valor global da função, operar conforme as leis que regem os sistemas aqui modelados, portanto devem proceder com as seguintes condições:

$$\theta_n^{\min} \leq \theta_n \leq \theta_n^{\max} \quad (3-51)$$

$$P_{Gn}^{\min} \cdot Z_{Gn} \leq P_{Gn} \leq P_{Gn}^{\max} \cdot Z_{Gn} \quad (3-52)$$

$$P_{Lk}^{\min} \cdot Z_{Lk} \leq P_{Lk} \leq P_{Lk}^{\max} \cdot Z_{Lk} \quad (3-53)$$

$$B_{Lk} \cdot (\theta_n - \theta_m) - P_{Lk} + (1 - Z_{Lk}) \cdot M \geq 0 \quad (3-54)$$

$$B_{Lk} \cdot (\theta_n - \theta_m) - P_{Lk} - (1 - Z_{Lk}) \cdot M \leq 0 \quad (3-55)$$

$$\sum_k P_{kn} + \sum_n P_{Gn} + \sum_c P_{Cn} - \sum_L P_{Ln} = 0 \quad (3-56)$$

$$\sum_S Z_S \leq J_S \quad (3-57)$$

Onde:

- θ_n : Ângulo de operação da barra n em relação a barra de referência;
- θ_n^{\min} : Variação máxima negativa do ângulo de operação da barra n em relação a barra de referência;
- θ_n^{\max} : Variação máxima positiva do ângulo de operação da barra n em relação a barra de referência;
- P_{Gn}^{\min} : Potência mínima gerada pela unidade de geração G e injetada na barra n ;
- P_{Gn}^{\max} : Potência máxima gerada pela unidade de geração G e injetada na barra n ;
- P_{Lk} : Potência que flui na linha k ;
- P_{Lk}^{\min} : Potência mínima que flui na linha k ;
- P_{Lk}^{\max} : Potência máxima que flui na linha k ;
- B_{Lk} : Susceptância da linha k ;
- P_{kn} : Potência que flui da barra k para barra n ;
- P_{Cn} : Potência não suprida da carga C na barra n ;
- P_{Ln} : Potência consumida pela carga L na barra n ;
- Z_{Sk} : Variável binária de operação do elemento k , pertencente ao conjunto S .
- J_S : Representa o maior número de ramos operando para o conjunto S .

Conforme equação (3-46), a função objetivo é o produto vetorial entre a transposta do vetor de penalidades e o vetor de variáveis, que são descritos a seguir.

3.7.2.1 Vetor de variáveis

O vetor de variáveis, alvo desse trabalho é:

$$[X] = \begin{bmatrix} [\theta_n]_{Bx1} \\ [Z_{Lk}]_{Lx1} \\ [F_{Lk}]_{Lx1} \\ [Z_{Gn}]_{Bx1} \\ [P_{Gn}]_{Bx1} \\ [P_{Cn}]_{Bx1} \\ [j]_{Sx1} \end{bmatrix} \quad (3-58)$$

Onde:

- $[\theta_n]_{Bx1}$: Vetor que apresenta, para as B barras, a solução para ângulo θ de cada barra n ;
- $[Z_{Lk}]_{Lx1}$: Vetor que apresenta, para os L ramos, a solução para o estado de cada ramo k , sendo zero se o ramo estiver fora do sistema e um caso contrário.;
- $[F_{Lk}]_{Lx1}$: Vetor que apresenta, para os L ramos, a solução para o fluxo de cada ramo k , sendo positivo ou negativo, de acordo com a direção do fluxo em relação as barras adjacentes;
- $[Z_{Gn}]_{Bx1}$: Vetor que apresenta, para as B barras, a solução para o estado de cada unidade geradora n , sendo zero se a unidade estiver fora do sistema e um caso contrário;
- $[P_{Gn}]_{Bx1}$: Vetor que apresenta, para as B barras, a solução para a potência gerada da unidade geradora n ;
- $[P_{Cn}]_{Bx1}$: Vetor que apresenta, para as B barras, a solução para o corte de carga na barra n ;
- $[j]_{Sx1}$: Vetor que apresenta, para as S restrições de operação, o número de elementos manobrados;

3.7.2.2 Vetor de penalidades

O vetor transposto de penalidades segue abaixo:

$$[f^T] = [P_{\theta_n} \quad P_{Z_{Lk}} \quad P_{F_{Lk}} \quad P_{Z_{Bn}} \quad P_{P_{Gn}} \quad P_{P_{Cn}} \quad P_j] \quad (3-59)$$

Onde:

- P_{θ_n} : Vetor que apresenta, para as B barras, a penalidade para ângulo θ de cada barra n . Nesse trabalho, o ângulo não influencia e esse é um vetor de zeros;

- $\mathbb{P}_{\mathbb{Z}_{Lk}}$: Vetor que apresenta, para os L ramos, a penalidade para o estado de cada ramo k , sendo que é possível instigar a solução a manobrar mais ou menos elementos e escolher quais destes possuem preferência baseado em uma regra em específico;
- $\mathbb{P}_{\mathbb{F}_{Lk}}$: Vetor que apresenta, para os L ramos, a penalidade para o fluxo de cada ramo k , sendo positivo ou negativo, de acordo com a direção do fluxo em relação as barras adjacentes que se deseja estudar;
- $\mathbb{P}_{\mathbb{Z}_{Bn}}$: Vetor que apresenta, para as B barras, a penalidade para o estado de cada unidade geradora n , que deve ser interpretado como o custo fixo de operação dessa unidade, independentemente de sua produção;
- $\mathbb{P}_{\mathbb{P}_{Gn}}$: Vetor que apresenta, para as B barras, a penalidade para a potência gerada da unidade geradora n que representa o custo variável para cada unidade geradora do sistema;
- $\mathbb{P}_{\mathbb{P}_{Cn}}$: Vetor que apresenta, para as B barras, a penalidade para o corte de carga na barra n . Esse valor influencia nas manobras e cortes seletivos de carga e serve para simular as decisões realizadas para centro de operação ao realizar contingenciamento de energia;
- \mathbb{P}_j : Vetor que apresenta, para as S restrições de operação, a penalidade para o número de elementos manobrados. Esse valor não influencia nos cálculos, pois essa restrição é comportamental e deve ser obedecida. A penalidade para a diminuição do número de manobras pode ser realizada através de $\mathbb{P}_{\mathbb{Z}_{Lk}}$.

3.7.3 Restrições comportamentais

As restrições comportamentais desse sistema, devem obedecer às *Leis de Kirchhoff* das correntes em um nó, onde a soma das correntes que entra deve ser igual a soma das correntes de deixam um nó, além das *equações lineares de fluxo de potência*, em função dos ângulos de operação das barras do sistema.

Essas restrições estão representadas pelas equações (3-54) a (3-56). A equação (3-57) representa uma restrição operativa e será melhor detalhada abaixo.

3.7.3.1 Leis de Kirchhoff

As restrições para a Lei de Kirchhoff das correntes em um nó, basicamente determina que a soma das correntes que entram e saem de um nó é nulo, ou seja, o nó por si não deve

consumir ou produzir corrente. O análogo a isso será utilizado nesse trabalho, porém para fluxos de potência, modelados através de equações lineares.

A partir da equação (3-56), tem-se que:

$$[A_{eq}] = [[Z]_{BxB} \quad [Z]_{BxL} \quad [FB_{Lk}]_{BxL} \quad [Z]_{BxB} \quad [I]_{BxB} \quad [I]_{BxB}] \quad (3-60)$$

$$[b_{eq}] = [P_{Ln}^{max}]_{Bx1} \quad (3-61)$$

Onde:

- $[FB_{Lk}]_{BxL}$: Matriz que apresenta, para as B barras e L linhas, de forma transposta, o sentido do fluxo modelado para cada linha k , sendo convencionado o sinal de positivo para o fluxo que “entra” na barra n .
- $[P_{Ln}^{max}]_{Bx1}$: Vetor que apresenta, para as B barras, a máxima carga que pode ser consumida na barra n ;
- $[I]_{BxB}$: Matriz identidade de dimensão B ;
- $[Z]_{BxB}$: Matriz quadrada de números zero, de dimensão B ;
- $[Z]_{BxL}$: Matriz de números zero, de dimensão $B \times L$;

3.7.3.2 Fluxos de potência lineares

Como demonstrado, os indicadores de continuidade são apresentados em função de um modelo linear do sistema elétrico sob estudo. As condições que regem essa linearização foram apresentadas no item 3.2 e são apresentados ao problema de otimização através das equações (3-54) e (3-55), conforme abaixo:

$$[A] = \begin{bmatrix} [B_{Lk}]_{LxB} & [M_{Lk}]_{LxL} & [-I]_{LxL} & [Z]_{LxB} & [Z]_{LxB} & [Z]_{LxB} \\ [-B_{Lk}]_{LxB} & [M_{Lk}]_{LxL} & [I]_{LxL} & [Z]_{LxB} & [Z]_{LxB} & [Z]_{LxB} \\ [Z]_{LxB} & [-F_{Lk}^{max}]_{LxL} & [I]_{LxL} & [Z]_{LxB} & [Z]_{LxB} & [Z]_{LxB} \\ [Z]_{LxB} & [-F_{Lk}^{max}]_{LxL} & [-I]_{LxL} & [Z]_{LxB} & [Z]_{LxB} & [Z]_{LxB} \\ [Z]_{BxB} & [Z]_{BxL} & [Z]_{BxL} & [-P_{Gn}^{max}]_{BxB} & [I]_{BxB} & [Z]_{BxB} \\ [Z]_{BxB} & [Z]_{BxL} & [Z]_{BxL} & [P_{Gn}^{min}]_{BxB} & [-I]_{BxB} & [Z]_{BxB} \\ [Z]_{1xB} & [Z]_{1xL} & [Z]_{1xL} & [Z]_{1xB} & [Z]_{1xB} & [Z]_{1xB} \end{bmatrix} \quad (3-62)$$

$$[b] = \begin{bmatrix} [M_{Lk}]_{Lx1} \\ [M_{Lk}]_{Lx1} \\ [Z]_{Lx1} \\ [Z]_{Lx1} \\ [Z]_{Bx1} \\ [Z]_{Bx1} \\ [J]_{Sx1} \end{bmatrix} \quad (3-63)$$

Onde:

- $[B_{Lk}]_{LxB}$: Matriz que apresenta, para as B barras e L linhas, as susceptâncias do sistema. Criada por inspeção do sistema modelado;
- $[M_{Lk}]_{LxL}$: Matriz que apresenta, para as L linhas, o parâmetro M de cada linha. Criada por inspeção do sistema modelado;
- $[F_{Lk}^{máx}]_{LxL}$: Matriz que apresenta, para as L linhas, o fluxo máximo permitido através delas;
- $[P_{Gn}^{máx}]_{BxB}$: Matriz que apresenta, para as B barras, a injeção máxima de potência em cada barra;
- $[P_{Gn}^{mín}]_{BxB}$: Matriz que apresenta, para as B barras, a injeção mínima de potência em cada barra;
- $[J]_{Sx1}$: Vetor coluna que apresenta, para as S restrições de operação, o número máximo de equipamentos operando ao mesmo tempo, respectivamente a condição de operação apontada.

3.7.3.3 Restrições operativas

Foram descritas nesse trabalho como *restrições operativas* aquelas que utilizam o conhecimento prévio, sobre a operação adequada do sistema sob estudo, que poderiam resultar em estados indesejados de operação simulada e que poderiam descaracterizar os indicadores de continuidade de determinado estudo.

Essas restrições foram incluídas principalmente pelo fato de haver diversas particularidades na operação de sistemas de distribuição. Um exemplo é que muitas empresas não operam em anel nesse nível de tensão, por incompatibilidade de defasagem angular de transformadores, aumento do nível de curto-circuito e dificuldades operativas da própria rede, como estudos de fluxo de carga etc.

Outra aplicação dessas restrições e a adequada simulação de diversos arranjos diferentes de subestações, por exemplo, em arranjos de subestações com uma barra principal e outra exclusiva para transferência de carga, duas chaves de by-pass dos disjuntores principais, ou

mais, nunca podem operar ao mesmo tempo pois isso acarretaria um fluxo de potência sem proteção pela barra.

A aplicação dessas restrições, de forma resumida, engloba a identificação de um conjunto S de circuitos pertencentes ao sistema sob estudo e o apontamento para cada um desses circuitos, qual o maior número de equipamentos que podem, ou não, operar.

3.7.4 Restrições laterais

As restrições laterais geralmente são utilizadas para determinar um range aceitável e que possa representar uma condição física exequível para as variáveis que são utilizadas nas restrições comportamentais desse projeto de otimização.

As restrições laterais foram apresentadas através das equações (3-51) à (3-53) e servem para manter a convergência da análise para as variáveis de interesse, além de reforçar as barreiras que a trajetória para a solução deve encontrar.

Em se tratando de o vetor de variáveis ser denominado com X , as restrições inferiores e superiores, respectivamente, são denominadas aqui como X_{\min} e X_{\max} .

$$[X_{\min}] = \begin{bmatrix} [\theta_n^{\min}]_{Bx1} \\ [Z_{Lk}^{\min}]_{Lx1} \\ [F_{Lk}^{\min}]_{Lx1} \\ [Z_{Gn}^{\min}]_{Bx1} \\ [P_{Gn}^{\min}]_{Bx1} \\ [P_{Cn}^{\min}]_{Bx1} \\ [j_s^{\min}]_{Sx1} \end{bmatrix} \quad (3-64) \quad [X_{\max}] = \begin{bmatrix} [\theta_n^{\max}]_{Bx1} \\ [Z_{Lk}^{\max}]_{Lx1} \\ [F_{Lk}^{\max}]_{Lx1} \\ [Z_{Gn}^{\max}]_{Bx1} \\ [P_{Gn}^{\max}]_{Bx1} \\ [P_{Cn}^{\max}]_{Bx1} \\ [j_s^{\max}]_{Sx1} \end{bmatrix} \quad (3-65)$$

Onde:

- $[\theta_n^{\min}]_{Bx1}$: Vetor que apresenta, para as B barras, o ângulo θ mínimo de cada barra n . Nesse trabalho a opção é sempre $-\pi$;
- $[\theta_n^{\max}]_{Bx1}$: Vetor que apresenta, para as B barras, o ângulo θ máximo de cada barra n . Nesse trabalho a opção é sempre $+\pi$;
- $[Z_{Lk}^{\min}]_{Lx1}$: Vetor que apresenta a condição de operação para cada ramo k entre todos os L ramos. Se o ramo puder ser retirado do sistema, esse valor é igual a zero, caso contrário, um;

- $[Z_{Lk}^{máx}]_{Lx1}$: Vetor que apresenta a condição de operação para cada ramo k entre todos os L ramos. Se o ramo puder ser inserido no sistema, esse valor é igual a um, caso contrário, zero;
- $[F_{Lk}^{mín}]_{Lx1}$: Vetor que apresenta, para os L ramos, o fluxo mínimo que pode percorrer pelo ramo k . Como o fluxo geralmente é bidirecional em um ramo, $F_{Lk}^{mín} = -F_{Lk}^{máx}$;
- $[F_{Lk}^{máx}]_{Lx1}$: Vetor que apresenta, para os L ramos, o fluxo máximo que pode percorrer pelo ramo k ;
- $[Z_{Gn}^{mín}]_{Bx1}$: Vetor que apresenta a condição de operação para cada unidade geradora n entre todas os B barras. Se a unidade puder ser retirada do sistema, esse valor é igual a zero, caso contrário, um;
- $[Z_{Gn}^{máx}]_{Bx1}$: Vetor que apresenta a condição de operação para cada unidade geradora n entre todas os B barras. Se a unidade puder ser inserida no sistema, esse valor é igual a um, caso contrário, zero;
- $[P_{Gn}^{mín}]_{Bx1}$: Vetor que apresenta, para as B barras, a potência gerada mínima que a unidade geradora n pode fornecer;
- $[P_{Gn}^{máx}]_{Bx1}$: Vetor que apresenta, para as B barras, a potência gerada máxima que a unidade geradora n pode fornecer;
- $[P_{Cn}^{mín}]_{Bx1}$: Vetor que apresenta, para as B barras, o corte de carga mínimo que pode ocorrer na barra n . Geralmente esse valor é zero, indiciando que não haver um corte de carga faz parte da solução, porém, pode haver casos em que se deseja simular um determinado corte;
- $[P_{Cn}^{máx}]_{Bx1}$: Vetor que apresenta, para as B barras, o corte de carga máximo que pode ocorrer na barra n . Geralmente esse valor é igual a máximo potência consumida na barra n , indiciando que pode haver um corte de carga total na solução, porém, pode haver casos em que se deseja simular um determinado corte diferente da máxima;
- $[j_s^{mín}]_{Sx1}$: Vetor de número inteiros positivos, ou zero, que apresenta para os s elementos contidos no conjunto S , qual o menor número de elementos que devem estar operando. Nesse caso, geralmente zero.
- $[j_s^{máx}]_{Sx1}$: Vetor de número inteiros positivos, ou zero, que apresenta para os s elementos contidos no conjunto S , qual o maior número de elementos que devem estar operando.

3.8 Cálculo dos indicadores

Nesta seção são apresentadas as metodologias utilizadas para o cálculo dos indicadores de continuidade preditivos, ou seja, calculados de forma a refletir uma estimativa do comportamento médio que será avaliado após um tempo decorrido, pelos agentes fiscalizadores, estes já inseridos nas equações (2-3) e (2-4), respectivamente DEC e FEC além

de outros que serão apresentados, que possuem diferentes informações para subsidiar estudos e conclusões sobre o sistema.

A base das taxas de falha e manutenção dos equipamentos devem ser compatíveis com o período desejado para análise. Geralmente os estudos realizam esse período conforme a apuração realizada pelos agentes reguladores. Nesse trabalho, os exemplos utilizados levam em conta a base anual de indicadores, assim como aquela utilizada pela ANEEL para confecção da **Tabela 2-1 à Tabela 2-3**.

É importante destacar que os indicadores partem de uma análise estatística dos sistemas e equipamentos que o compõem, por isso o conceito de expectativa, ou esperança matemática, deve ser aplicado na interpretação de indicadores calculados dessa forma. Baseando-se em grandes históricos de falhas diversas em seus sistemas e aplicando estes valores em estudos de confiabilidade, os indicadores refletem, respectivamente, ao seu próprio valor esperado, dentro de um período compatível com os dos históricos de dados que compõem o próprio estudo.

Para o cálculo de todos os indicadores apresentados abaixo, a metodologia deve ser capaz de monitorar, dentro de cada evento, o número de unidades afetadas pela contingência e o tempo necessário para a transição entre os estados representados na **Figura 3-1**.

O número de consumidores afetados, em cada etapa de cálculo, é proporcional à potência que deixa de ser atendida em determinada barra, em relação a potência total consumida pelas unidades consumidores, seguindo a relação abaixo:

$$\frac{PNS_{be}}{PC_b} \cong \frac{NCI_{be}}{Cc_b} = \%CI_{be} \quad (3-66)$$

Onde:

- PNS_{be} : Potência Não Suprida aos consumidores da barra b , devido ao evento e ;
- PC_b : Potência total consumida pela barra b ;
- NCI_{be} : Número de Consumidores Interrompidos na barra b , devido ao evento e ;
- Cc_b : Número total de consumidores na barra b ;
- $\%CI_{be}$: Porcentagem Consumidores Interrompidos na barra b , devido ao evento e ;

Essa relação aproximada é tão melhor quanto maior o número de clientes atendidos pela barra b . Em subestações de grandes clientes, atendidos diretamente pelo SDAT, interrupções

podem ser computadas de diferenciadas formas e penalidades, conforme acordo operativo firmado entre as partes, de forma que a porcentagem de potência não suprida em uma barra torna-se uma boa alternativa para simplificações e celeridade em métodos computacionais. A algoritmo proposto nesse trabalho é capaz de identificar e isolar consumidores de forma individual, desde que haja equipamentos manobráveis para isso, cadastrados nos dados de entrada, caso contrário, um conjunto de clientes apontados no mesmo nó do sistema, serão tratados a partir da relação apresentada na equação (3-66).

Já para o tempo necessário para que ocorram as transições entre os estados dos cenários pós contingência, são monitorados os *tempos médios para manobra* e os *tempos médios para reparo* de cada componente desse sistema, além dos *tempos médios para manutenção* para os eventos de manutenção. Assim, obtém-se as seguintes relações abaixo:

$$TDE_k = TMMt_k \quad (3-67)$$

$$TDE_{ePD} = \text{Maior}(TMM_{B_e}) \quad (3-68)$$

$$TDE_{ePM} = TMR_e \quad (3-69)$$

Onde:

- TDE_k : Tempo Duração Evento devido a manutenção do componente k ;
- $TMMt_k$: Tempo Médio de Manutenção do componente k ;
- TDE_{ePD} : Tempo Duração Evento, devido a falha no componente e , na condição *Pós-Defeito*;
- TMM_{B_e} : Tempo Médio de Manobra de um conjunto B de componentes que alteraram seu estado, para seletividade de consumidores desligados devido a falha do componente e ;
- TDE_{ePM} : Tempo Duração Evento, devido a falha no componente e , na condição *Pós-Manobra*;
- TMR_e : Tempo Médio de Reparo do componente e .

3.8.1 FEC (SAIFI)

O indicador FEC, relativo ao SAIFI em [33], representa a frequência equivalente de interrupções sentidas por um conjunto de unidades consumidoras, dentro de um período

preestabelecido. Sendo esse período em anos, portanto trata-se do número médio de interrupções por ano de um determinado conjunto de consumidores.

Para que seja contabilizado um desligamento, este precisa ser classificado como de longa duração, ou seja, maior ou igual a 3 minutos de interrupção. Da equação (2-4) tem-se que o número de unidades consumidoras afetadas, dentro de um conjunto preestabelecido, também influencia no cálculo do indicador em epígrafe, portanto devem ser monitorados o número de consumidores interrompidos em cada etapa do evento, seja este de contingência simples ou dupla (defeito ao término de uma operação de manutenção programada).

A equação (3-70) apresenta o cálculo para o indicador FEC da barra b , referente aos consumidores não atendidos durante a ocorrência de um evento j , dentro de um conjunto de s ocorrências possíveis.

A equação (3-71) também é utilizada para o indicador FEC da barra b , porém para eventos relacionados a ocorrência de uma falha do elemento j concomitante ao evento de manutenção do equipamento k , assim como apresentado na equação (3-44). Dessa forma a frequência com que esse evento ocorre é λ_{k-j} , que geralmente é muitas vezes menor que k e j .

$$FEC_{b_s} = \sum_{j=1}^s \left[\text{Maior} \left(\%CI_{b_j_{PD}}, \%CI_{b_j_{PM}} \right) \times \lambda_j \right] \quad (3-70)$$

$$FEC_{b_m} = \sum_{k=1}^m \left[(\%CI_{b_k}) \times \lambda_k + \sum_{k-j=1}^t \left[\text{Maior} \left(\%CI_{b_{k-j}_{PD}}, \%CI_{b_{k-j}_{PM}} \right) \times \lambda_{k-j} \right] \right] \quad (3-71)$$

Onde:

- λ_j : Taxa de falha do componente j , em Ano^{-1} ;
- λ_k : Taxa de manutenção do componente k , em Ano^{-1} ;
- λ_{k-j} : Taxa equivalente do evento j , dado que k está em manutenção, em Ano^{-1} ;
- j : Indicador de evento de falha do componente j ;
- k : Indicador de evento de manutenção do componente k ;
- $k-j$: Indicador do evento de falha do componente j , dado que k está em manutenção;
- s : Número máximo de contingências simples para o sistema;
- m : Número de elementos que entram em manutenção;
- t : Número de elementos que falham para cada k componente que entra em manutenção no sistema;

- $\%CI_{b_j PD}$: Porcentagem Consumidores Interrompidos na barra b , devido a falha do componente j , na condição *Pós-Defeito*;
 $\%CI_{b_j PM}$: Porcentagem Consumidores Interrompidos na barra b , devido a falha do componente j , na condição *Pós-Manobra*;
 $\%CI_{b_k}$: Porcentagem Consumidores Interrompidos na barra b , devido a manutenção do componente k ;
 $\%CI_{b_{k-j} PD}$: Porcentagem Consumidores Interrompidos na barra b , devido a manutenção do componente k e falha do componente j , na condição *Pós-Defeito*;
 $\%CI_{b_{k-j} PM}$: Porcentagem Consumidores Interrompidos na barra b , devido a manutenção do componente k e falha do componente j , na condição *Pós-Manobra*;
 FEC_{b_S} : FEC esperado para os consumidores da barra b , devido a S eventos de falhas dos componentes;
 FEC_{b_m} : FEC esperado para os consumidores da barra b , devido a m eventos de manutenção do componente k e falha do componente j .

Das equações acima, observa-se que o indicador FEC é contabilizado para o maior número de consumidores interrompidos dentro do evento j ou $k - j$, mesmo que ao decorrer das manobras o número de clientes afetado por desligamentos de longa duração diminua. O primeiro termo da equação, relacionado ao subscrito b_{jPD} , representa o número de clientes afetados na barra b , devido a ocorrência do evento j , na condição pós-defeito. O segundo termo, relacionado ao subscrito b_{jPM} , representa o número de clientes afetados na barra b , devido a ocorrência do evento j , na condição pós-manobra, ou seja, após realizadas as manobras para recomposição do maior número de consumidores, por isso o primeiro termo geralmente é o mais abrangente e rege o FEC dos eventos.

A interpretação acima também se estende aos subscritos b_{k-jPD} e b_{k-jPM} , para o evento $k - j$. Esse evento também é composto pela parcela de clientes possivelmente interrompidos devido a própria ocorrência da manutenção.

A soma das equações (3-70) e (3-71) dará o FEC Total para a barra b dentro do período considerado para a análise.

3.8.2 DEC (SAIDI)

O indicador DEC, relativo ao SAIDI, corresponde a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora que, dentro de um período de análise anual, reflete o tempo em que cada unidade consumidora, do conjunto considerado, sofreu uma descontinuidade de fornecimento, por tempo maior ou igual a 3 minutos, em horas por ano.

O conjunto de equações a seguir representa, respectivamente para as equações (3-72) e (3-73), o DEC esperado para os eventos de contingência simples de frequência λ_j e duplas de frequência λ_{k-j} .

Para esses casos são somados todos os desligamentos de longa duração dentro do evento j , ou $k-j$. A soma das equações (3-72) e (3-73) representa o DEC Total estimado para a barra b dentro do período analisado.

$$DEC_{bj} = \sum_{j=1}^s \left[\left(\%CI_{bj_{PD}} \times TDE_{j_{PD}} + \%CI_{bj_{PM}} \times TDE_{j_{PM}} \right) \times \lambda_j \right] \quad (3-72)$$

$$DEC_{bk-j} = \sum_{k=1}^m \left[(\%CI_{bk}) \times TDE_k \times \lambda_k \right. \\ \left. + \sum_{k-j=1}^t \left[\left(\%CI_{bk-j_{PD}} \times TDE_{k-j_{PD}} + \%CI_{bk-j_{PM}} \times TDE_{k-j_{PM}} \right) \times \lambda_{k-j} \right] \right] \quad (3-73)$$

Onde:

- $TDE_{j_{PD}}$: Tempo Duração Evento, devido a falha no componente j , na condição *Pós-Defeito*;
- $TDE_{j_{PM}}$: Tempo Duração Evento, devido a falha no componente j , na condição *Pós-Manobra*;
- TDE_k : Tempo Duração Evento devido a manutenção do componente k ;
- $TDE_{k-j_{PD}}$: Tempo Duração Evento, devido a manutenção do componente k e falha do componente j , na condição *Pós-Defeito*;
- $TDE_{k-j_{PM}}$: Tempo Duração Evento, devido a manutenção do componente k e falha do componente j , na condição *Pós-Manobra*;
- DEC_{bj} : DEC esperado para os consumidores da barra b , devido a falha do componente j ;
- DEC_{bk-j} : DEC esperado para os consumidores da barra b , devido a manutenção do componente k e falha do componente j .

Como a regra para contabilização de indicadores FEC e DEC é a mesma, ou seja, a ocorrência de um desligamento de longa duração, esses indicadores sempre serão não nulos no mesmo evento, ou seja, sempre que houver a contabilização de FEC, também será contabilizado DEC e vice-versa.

3.8.3 NCI

O indicador NCI reflete o Número esperado de unidades Consumidoras, para um determinado conjunto, Interrompidas dentro de um período de análise. Para todos os eventos, o número de clientes interrompidos deve ser contabilizado para subsidiar os cálculos de FEC e DEC, porém o NCI tem a capacidade de apresentar a abrangência das interrupções pois não é relativo ao número de unidades consumidoras de um conjunto.

Assim como no cálculo do indicador FEC, o NCI contabilizado deve ser o maior entre os apresentados ao longo da ocorrência (situações pós-defeito e pós-manobra). Pode-se notar a semelhança das equações (3-74) e (3-75) com as apresentadas para o cálculo do FEC, observando que não há a relação com o número total de consumidores.

$$NCI_{b_j} = \sum_{j=1}^s \left[\text{Maior} \left(NCI_{b_{jPD}}, NCI_{b_{jPM}} \right) \right] \times \lambda_j \quad (3-74)$$

$$NCI_{b_{k-j}} = \sum_{k=1}^m \left[NCI_{b_k} \times \lambda_k \sum_{k-j=1}^t \left[\text{Maior} \left(NCI_{b_{k-jPD}}, NCI_{b_{k-jPM}} \right) \times \lambda_{k-j} \right] \right] \quad (3-75)$$

Onde:

- $NCI_{b_{jPD}}$: Número de Consumidores Interrompidos da barra b , devido a falha do componente j , na condição *Pós-Defeito*;
- $NCI_{b_{jPM}}$: Número de Consumidores Interrompidos da barra b , devido a falha do componente j , na condição *Pós-Manobra*;
- NCI_{b_k} : Número de Consumidores Interrompidos da barra b , devido a manutenção do componente k ;
- $NCI_{b_{k-jPD}}$: Número de Consumidores Interrompidos da barra b , devido a manutenção do componente k e falha do componente j , na condição *Pós-Defeito*;
- $NCI_{b_{k-jPM}}$: Número de Consumidores Interrompidos da barra b , devido a manutenção do componente k e falha do componente j , na condição *Pós-Manobra*;

- NCI_{bj} : NCI esperado para os consumidores da barra b , devido a falha do componente j ;
- NCI_{bk-j} : NCI esperado para os consumidores da barra b , devido a manutenção do componente k e falha do componente j .

Das equações acima nota-se que o NCI_{bj} representa uma soma ponderada de todos os i clientes interrompidos devido aos s modos de falhas que esse sistema possui. Para alguns casos o indicador NCI será maior que o número de clientes totais da região onde o indicador reflete. Isso significa que é esperado um número maior que de 1 desligamentos por ano para as unidades desse conjunto.

3.8.4 CHI

O indicador CHI, que é a abreviação para Consumidor Hora Interrompido, é um indicador de impacto para a representação dos desligamentos. É muito utilizado como medida de grandeza dentro das distribuidoras de energia elétrica do Brasil para análises de ocorrência e alocações de investimentos.

A ANEEL apesar de citar esse indicador não o utiliza em sua regulação direta às distribuidoras, somente na forma de informação quando da ocorrência de interrupções em situações de emergência, conforme definido em [30].

Já a referência [29] apresenta um breve parágrafo sobre como deve ser contabilizado esse indicador, que nada mais do que a somatória dos $DICs$ dos consumidores atingidos por interrupção em fornecimento de energia, contabilizado em horas.

$$CHI_{bj} = \sum_{j=1}^s \left[\left(NCI_{bj_{PD}} \times TDE_{j_{PD}} + NCI_{bj_{PM}} \times TDE_{j_{PM}} \right) \times \lambda_j \right] \quad (3-76)$$

$$CHI_{bk-j} = \sum_{k=1}^m \left[\left(NCI_{bk} \right) \times TDE_k \times \lambda_k \right. \\ \left. + \sum_{k-j=1}^t \left[\left(NCI_{bk-j_{PD}} \times TDE_{k-j_{PD}} + NCI_{bk-j_{PM}} \times TDE_{k-j_{PM}} \right) \times \lambda_{k-j} \right] \right] \quad (3-77)$$

Onde:

- CHI_{bj} : CHI esperado para os consumidores da barra b , devido a falha do componente j ;
- CHI_{bk-j} : CHI esperado para os consumidores da barra b , devido a manutenção do componente k e falha do componente j .

O CHI tem sido o indicador preferido para realizar a análise das interrupções por ponderar ao mesmo tempo os indicadores FEC e DEC. Assim como o indicador de abrangência NCI, colocado acima, o CHI pode apresentar com maior facilidade que os demais indicadores o impacto dessas ocorrências, apresentando além da visão de abrangência a do tempo em que essa parte de suas unidades ficaram desabastecidas. Assim como nos demais indicadores, a soma das equações para contingência simples e dupla, respectivamente (3-76) e (3-77), apresenta o CHI total para a barra b , relacionada a todos os s modos de falha a que foi exposta.

3.8.5 PNS (ELC)

O índice PNS, compatível ao ELC em [2] cujo é a abreviação em inglês para *Expected Load Curtailment*, compatível com a expectativa para a Potência Não Suprida às cargas e serve como um parâmetro para verificação de quão distante os arranjos topológicos dos sistemas elétricos estudados estão do ideal para garantir, por exemplo, o sucesso de atendimento total para todos os modos de falha testados.

Assim como os demais indicadores associados a verificação da perda de continuidade do atendimento, como o FEC e NCI, esse indicador também é associado ao pior cenário dentro do evento j de falha. As equações (3-78) e (3-79) a seguir apresentam o valor esperado para o corte de carga, dentro do período de um ano, para o sistema sob estudo.

$$PNS_{bj} = \sum_{j=1}^s \left[\text{Maior} \left(PNS_{bj_{PD}}, PNS_{bj_{PM}} \right) \times \lambda_j \right] \quad (3-78)$$

$$PNS_{bk-j} = \sum_{k=1}^m \left[\left(PNS_{bk} \right) \times \lambda_k + \sum_{k-j=1}^t \left[\text{Maior} \left(PNS_{bk-j_{PD}}, PNS_{bk-j_{PM}} \right) \times \lambda_{k-j} \right] \right] \quad (3-79)$$

Onde:

- $PNS_{bj_{PD}}$: Potência Não Suprida aos consumidores da barra b , devido a falha do componente j , na condição *Pós-Defeito*;

- $PNS_{bj_{PM}}$: Potência Não Suprida aos consumidores da barra b , devido a falha do componente j , na condição *Pós-Manobra*;
 PNS_{bk} : Potência Não Suprida aos consumidores da barra b , devido a manutenção do componente k ;
 $PNS_{bk-j_{PD}}$: Potência Não Suprida aos consumidores da barra b , devido a manutenção do componente k e falha do componente j , na condição *Pós-Defeito*;
 $PNS_{bk-j_{PM}}$: Potência Não Suprida aos consumidores da barra b , devido a manutenção do componente k e falha do componente j , na condição *Pós-Manobra*;
 PNS_{bj} : PNS esperada aos consumidores da barra b , devido a falha do componente j ;
 PNS_{bk-j} : PNS esperada aos consumidores da barra b , devido a manutenção do componente k e falha do componente j ;

Assim como nos demais indicadores apresentados, a soma das equações para contingência simples e dupla, respectivamente (3-78) e (3-79), apresenta o PNS total para a barra b , relacionada a todos os s modos de falha a que foi exposta.

3.8.6 ENS (EENS)

O índice ENS representa a Energia Não Suprida, em MWh, aos consumidores devido aos eventos de falha testados. Esse indicador é importante pois complementa os demais relacionados diretamente as multas por transgressões de qualidades regulatórias dos serviços, aos de perda de faturamento devido ao não atendimento das unidades consumidores dentro de suas regiões de concessão.

Esse indicador é apresentado em [2] como *Expected Energy Not Supplied*, ou seja, o valor esperado para a energia não suprida devido aos modos de falha apresentados à metodologia para o cálculo. O valor esperado está associado a base temporal do estudo, como citado anteriormente, aqui considerado o período de um ano, em MWh, conforme as expressões (3-80) e (3-81) respectivamente as ocorrências dos eventos j e $k - j$.

$$ENS_{bj} = \sum_{j=1}^s \left[\left(PNS_{bj_{PD}} \times TDE_{j_{PD}} + PNS_{bj_{PM}} \times TDE_{j_{PM}} \right) \times \lambda_j \right] \quad (3-80)$$

$$\begin{aligned}
 ENS_{b_{k-j}} = & \sum_{k=1}^m \left[(PNS_{b_k}) \times TDE_k \times \lambda_k \right. \\
 & \left. + \sum_{k-j=1}^t \left[(PNS_{b_{k-j_{PD}}} \times TDE_{k-j_{PD}} + PNS_{b_{k-j_{PM}}} \times TDE_{k-j_{PM}}) \times \lambda_{k-j} \right] \right] \quad (3-81)
 \end{aligned}$$

Como os demais índices acumulativos, a soma de ENS_{b_j} e $ENS_{b_{k-j}}$ representam a energia esperada que deixa de ser fornecida para a barra b em função das ocorrências dos eventos j e $k - j$ no período de um ano.

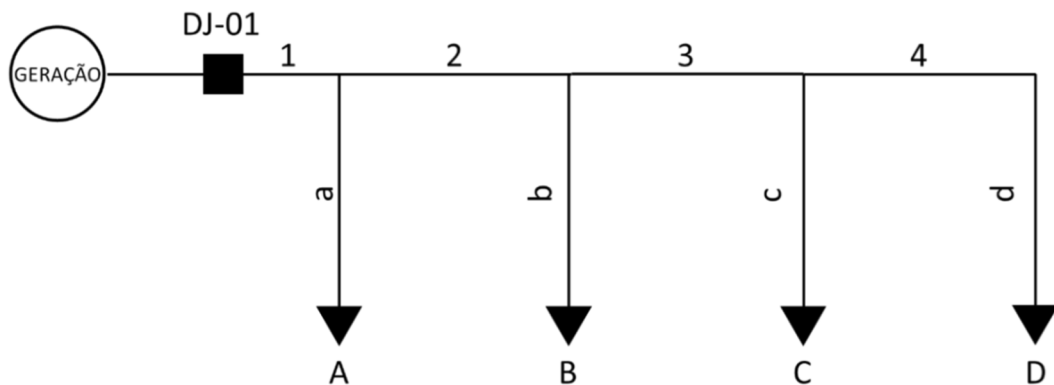
Capítulo 4 - Aplicação

A seguir são apresentadas as aplicações da metodologia proposta e programadas em ambiente computacional MatLab. Os resultados são comparados aos das referências cujos valores foram analisados para validar o método e a programação do algoritmo.

4.1 Rede de Distribuição

Considere o diagrama unifilar de um sistema de distribuição de energia típico, radial, apresentado em [2], conforme **Figura 4-1**. O sistema é representado em 7 versões diferentes para comparação dos indicadores de continuidade. São apresentados os grafos referentes ao sistema como um todo, apresentando todas as possibilidades de manobra que tal sistema permite. É apresentado o grafo do estado base do sistema, este cujo estado inicial desempenha papel importante nos índices de confiabilidade. Os grafos de condição Pós-Defeito e Pós-Manobra também são apresentados. Esses grafos traduzem a dinâmica do sistema frente a situações de falha de seus componentes. Para os casos a seguir os indicadores calculados DEC e FEC não são influenciados por eventuais falhas no sistema supridor, falhas em equipamentos, como disjuntores, seccionadoras e chaves fusível. Assim, haverá um destaque maior para a evolução dos indicadores ao equipar esses sistemas com equipamentos de proteção e manobra. Não serão contabilizados os eventos de contingência dupla associados à manutenção.

Figura 4-1 Rede de Distribuição Radial



Os valores de taxa de falha e tempo de reparo serão os mesmos para todas as versões do sistema e são como a seguir, da **Tabela 4-1**.

Tabela 4-1 Taxa de Falha e Tempo de Reparo para Rede de Distribuição

Componente	Tipo	Taxa de Falha [Falha/ano]	Tempo Médio de Reparo [Horas]	Componente	Tipo	Taxa de Falha [Falha/ano]	Tempo Médio de Manobra [Horas]
Fonte	Nó	0,00	0,00	DJ-01	Disjuntor	0,00	0,00
Trecho 1	LT	0,20	4,00	DJ-02	Disjuntor	0,00	0,00
Trecho 2	LT	0,10	4,00	F1	Fusível	0,00	0,00
Trecho 3	LT	0,30	4,00	F2	Fusível	0,00	0,00
Trecho 4	LT	0,20	4,00	F3	Fusível	0,00	0,00
Ramal a	LT	0,20	2,00	F4	Fusível	0,00	0,00
Ramal b	LT	0,60	2,00	S1	Seccionadora	0,00	0,50
Ramal c	LT	0,40	2,00	S2	Seccionadora	0,00	0,50
Ramal d	LT	0,20	2,00	S3	Seccionadora	0,00	0,50

4.1.1 Rede Distribuição 13,8kV versão R0

A rede de distribuição apresentada nessa seção representa um sistema alimentador simples, com uma linha de alimentação principal dividida em 4 trechos, exatamente como apresentado na **Figura 4-1**. Há 4 cargas alimentadas por ramais que derivam da linha principal. A principal característica desse sistema é ser protegido somente por um disjuntor. Tal característica representa uma grande perda nos indicadores de continuidade pois esse sistema não é seletivo na atuação da proteção.

Tabela 4-2 Indicadores Rede Distribuição – Versão R0

Barra	Carga [MW]	Consumidores [N]	FEC Pós-Defeito [n]	DEC Pós-Defeito [Horas]	FEC Pós-Manobra [n]	DEC Pós-Manobra [Horas]	FEC Total Barra [n]	DEC Total Barra [Horas]	FEC Total Sistema [n]	DEC Total Sistema [Horas]
A	5,00	1000	2,20	0,00	2,20	6,00	2,20	6,00	0,73	2,00
B	4,00	800	2,20	0,00	2,20	6,00	2,20	6,00	0,59	1,60
C	3,00	700	2,20	0,00	2,20	6,00	2,20	6,00	0,51	1,40
D	2,00	500	2,20	0,00	2,20	6,00	2,20	6,00	0,37	1,00
Total Sistema									2,20	6,00

Da **Tabela 4-2**, pode-se concluir que, devido haver somente um equipamento de proteção e manobra nesse sistema, o disjuntor de alimentação – “DJ-01”, os indicadores FEC e DEC de todas as cargas serão iguais, pois uma falha em qualquer trecho ou qualquer ramal resulta no desligamento de todos os clientes dessa rede e conseqüentemente, quando o defeito é eliminado, todos os clientes recebem energia novamente, todos ao mesmo tempo. Porém,

devido ao diferente número de consumidores entre os ramais, o impacto de cada ponto desligado é diferente para a contabilização total dos indicadores desse sistema.

As **Figura 4-2** à **Figura 4-4** ilustram que a falta de flexibilidade e seletividade desse sistema o fazem operar de forma restrita somente ao elemento “DJ-01”, não havendo nenhuma recomposição parcial do sistema enquanto ocorrem reparos.

Figura 4-2 Rede Distribuição – Sistema – Versão R0

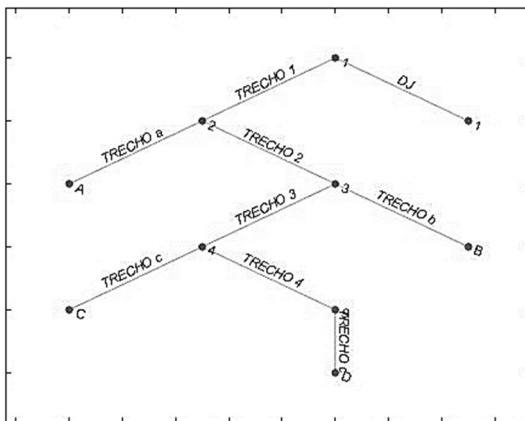


Figura 4-4 Rede Distribuição – Pós-Defeito – Versão R0

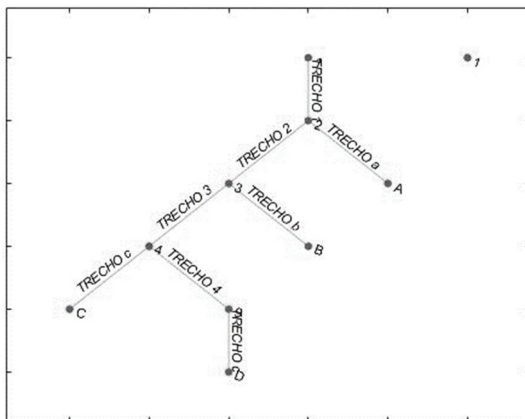


Figura 4-3 Rede Distribuição – Operação Inicial – Versão R0

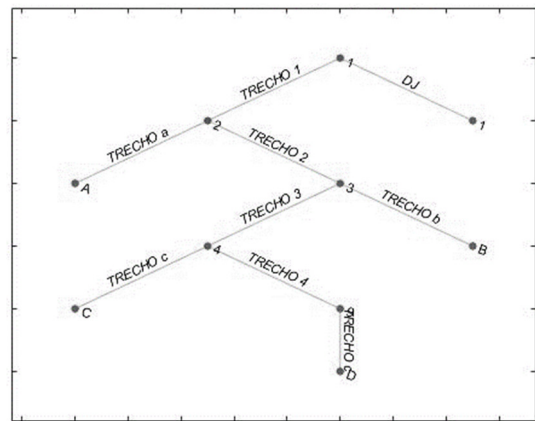
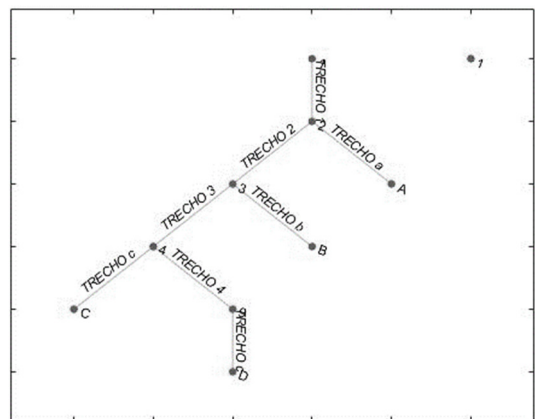


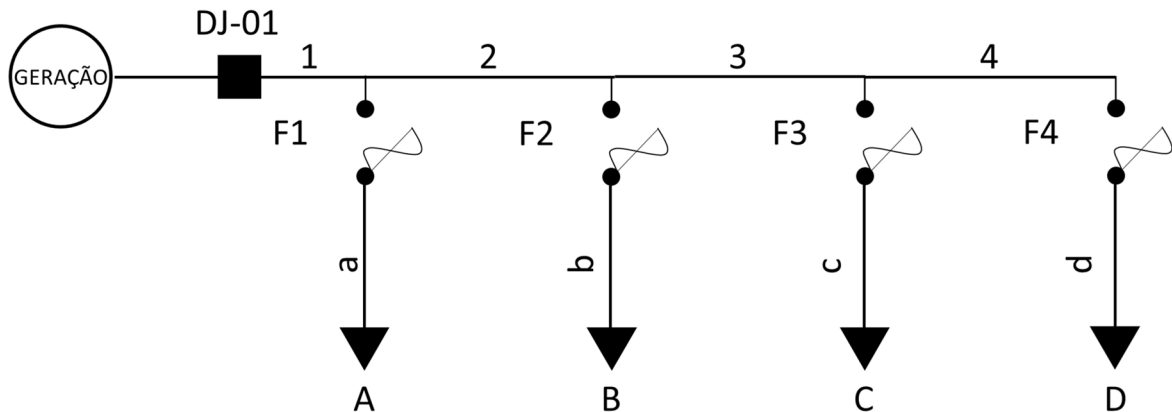
Figura 4-5 Rede Distribuição – Pós-Manobra – Versão R0



4.1.2 Rede Distribuição 13,8kV versão R1

A seguir, na **Figura 4-6**, uma evolução da rede anteriormente apresentada, protegendo os ramais por chaves fusíveis coordenadas ao disjuntor principal. Tal característica é comum em redes de distribuição rural, de porte pequeno, por se tratar de uma alternativa simples e de custo baixo. Assim como anteriormente apresentado, trata-se de um sistema radial sem opção de remanejamento de carga para outros sistemas supridores de energia.

Figura 4-6 Rede Distribuição – Versão R1



A instalação das chaves fusível melhora ambos os indicadores, uma vez que coordenados ao disjuntor, conforme pode ser observado na **Tabela 4-3**. Pode-se notar uma diferença clara entre os grafos pós-defeito e pós-manobra, antes e após, a colocação das chaves para proteção dos ramais e, conseqüentemente, na tabela de Indicadores o decréscimo no DEC e FEC. Em particular, a diminuição do FEC ocorre devido a coordenação de proteção entre os elementos fusíveis e o disjuntor, criando uma seletividade maior e isolando de maneira mais eficiente os trechos de rede que não apresentam defeito. Como as chaves fusíveis são elementos de proteção e manobra, estas contribuem também para o DEC, pois após solicitarem a atuação dos elementos fusível, estes após trocados e sanado o defeito da rede, permitem o religamento do trecho desligado. O que houve nessa mudança, em resumo, foi o desacoplamento do DEC e do FEC entre os ramais e entre estes e a linha tronco.

Tabela 4-3 Indicadores Rede Distribuição – Versão R1

Barra	Carga [MW]	Consumidores [N]	FEC Pós-Defeito [n]	DEC Pós-Defeito [Horas]	FEC Pós-Manobra [n]	DEC Pós-Manobra [Horas]	FEC Total Barra [n]	DEC Total Barra [Horas]	FEC Total Sistema [n]	DEC Total Sistema [Horas]
A	5,00	1000	1,00	0,00	1,00	3,60	1,00	3,60	0,33	1,20
B	4,00	800	1,40	0,00	1,40	4,40	1,40	4,40	0,37	1,17
C	3,00	700	1,20	0,00	1,20	4,00	1,20	4,00	0,28	0,93
D	2,00	500	1,00	0,00	1,00	3,60	1,00	3,60	0,17	0,60
Total Sistema									1,15	3,91

Abaixo, as **Figura 4-7** **Figura 4-10** apresentam os grafos para esse sistema:

Figura 4-7 Rede Distribuição – Sistema – Versão R1

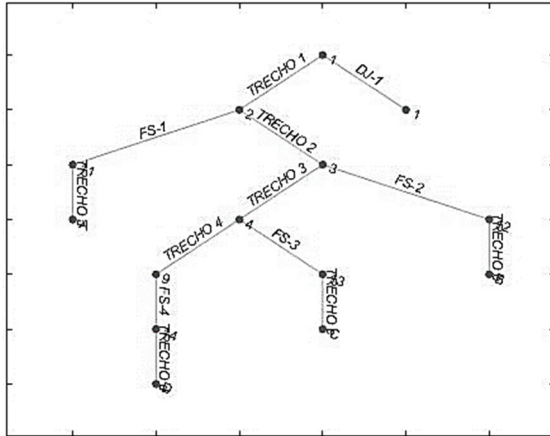


Figura 4-8 Rede Distribuição – Operação Inicial – Versão R1

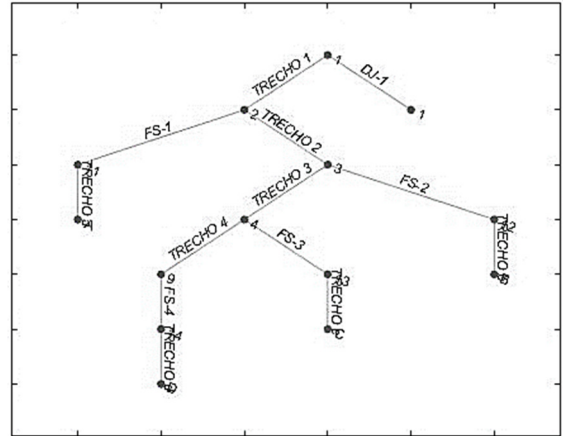


Figura 4-9 Rede Distribuição – Pós-Defeito – Versão R1

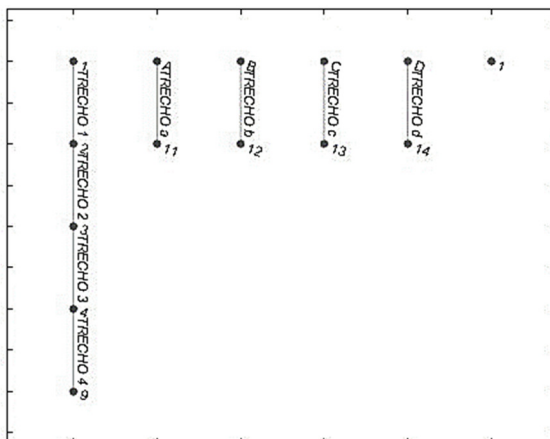
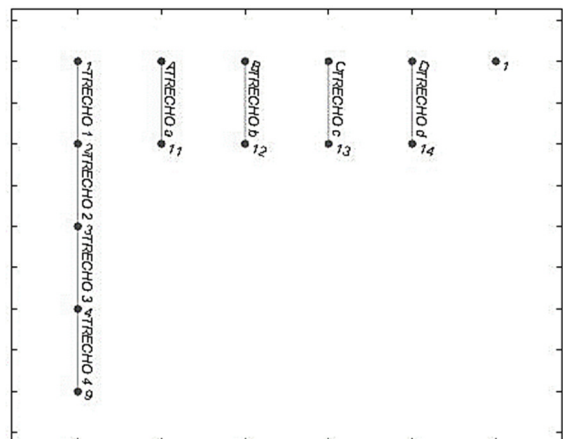


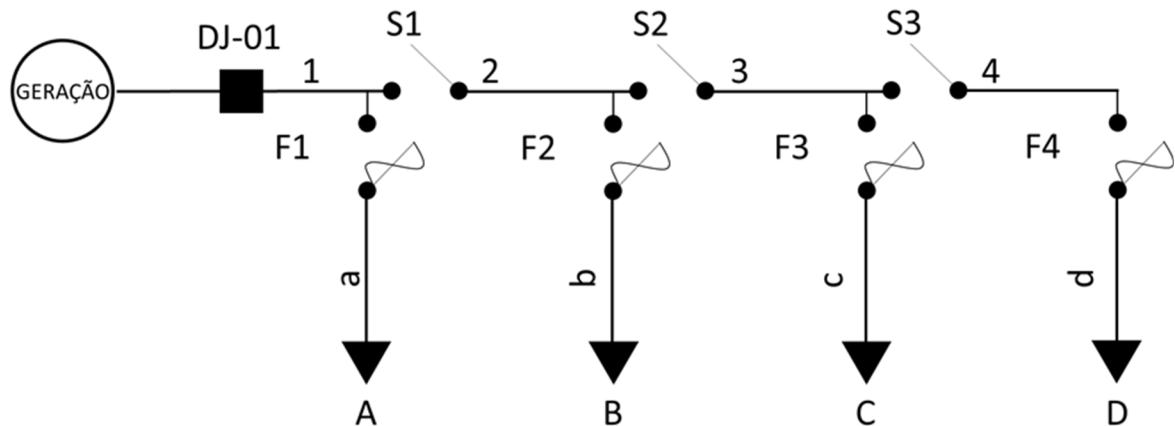
Figura 4-10 Rede Distribuição – Pós-Manobra – Versão R1



4.1.3 Rede Distribuição 13,8kV versão R2

Mantendo a evolução desse sistema no quesito de desempenho operacional, foram adicionadas chaves seccionadoras ao modelo apresentado na versão R1, conforme apresentado na **Figura 4-11**, em trechos da linha tronco desse alimentador. Essa instalação é utilizada para grandes sistemas de distribuição, conforme pode ser observado em seus indicadores abaixo, visando particionar os sistemas e permitir restabelecimentos parciais de carga devido a ocorrências que causaram desligamentos. Esses equipamentos também desempenham um papel útil, conforme será apresentado, quando das conexões de fontes alternativas, permitindo restabelecimentos ainda mais rápidos.

Figura 4-11 Rede Distribuição – Versão R2



Após a instalação das chaves seccionadoras, pode-se realizar duas observações importantes. A primeira é a clara mudança entre os grafos pós-manobra da **Figura 4-15** Rede Distribuição – Pós-Manobra. Nota-se que o grafo pós-manobra, após a instalação das chaves seccionadoras, apresenta uma flexibilidade muito maior para isolar quaisquer trechos de redes. A consequência disso é a diminuição do DEC pós-manobra, que diminui por consequência o DEC Total, pois defeitos na linha tronco, apesar de continuarem atuando a proteção do disjuntos alimentador, podem ser seccionados para os reparos, mantendo o trecho a montante liberado para ser restabelecido de forma mais rápida.

A segunda observação é que o FEC Total se manteve igual. Essa constatação deve ao fato de que chaves seccionadoras não contribuem para a seletividade dos defeitos, imediatamente após estes ocorrer. As chaves seccionadoras são somente elementos de manobra, que isolam o defeito sim, porém somente após este ter sido localizado. O tempo de deslocamento para a manobra desse tipo de equipamento influencia no DEC da ocorrência, mais precisamente no DEC Pós-Defeito, e esse efeito também foi contabilizado nessa análise, acrescentando um valor de DEC Pós-Defeito, até então onde não havia contribuição, conforme apresentado na **Tabela 4-4**.

Tabela 4-4 Indicadores Rede Distribuição – Versão R2

Barra	Carga [MW]	Consumidores [N]	FEC Pós-Defeito [n]	DEC Pós-Defeito [Horas]	FEC Pós-Manobra [n]	DEC Pós-Manobra [Horas]	FEC Total Barra [n]	DEC Total Barra [Horas]	FEC Total Sistema [n]	DEC Total Sistema [Horas]
A	5,00	1000	1,00	0,30	0,40	1,20	1,00	1,50	0,33	0,50
B	4,00	800	1,40	0,30	0,90	2,40	1,40	2,70	0,37	0,72
C	3,00	700	1,20	0,30	1,00	3,20	1,20	3,50	0,28	0,82
D	2,00	500	1,00	0,30	1,00	3,60	1,00	3,90	0,17	0,65
Total Sistema									1,15	2,69

As **Figura 4-12** até **Figura 4-15** apresentam os grafos para o sistema, com as chaves seccionadoras na linha principal do alimentador e chaves fusíveis nas derivações para as cargas.

Figura 4-12 Rede Distribuição – Sistema – Versão R2

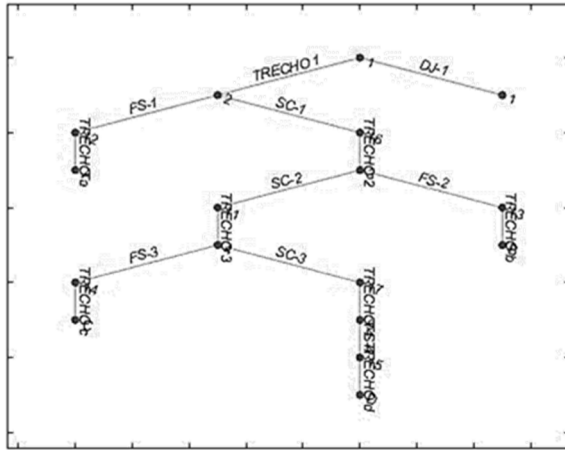


Figura 4-13 Rede Distribuição – Operação Inicial – Versão R2

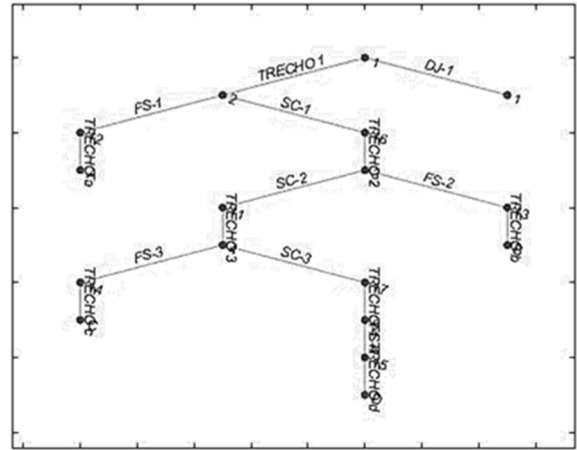


Figura 4-14 Rede Distribuição – Pós-Defeito – Versão R2

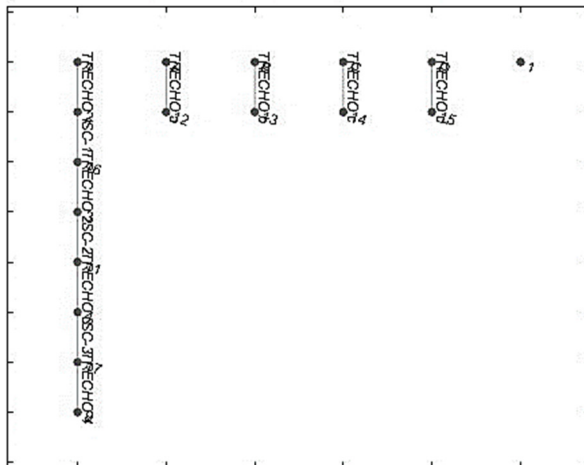
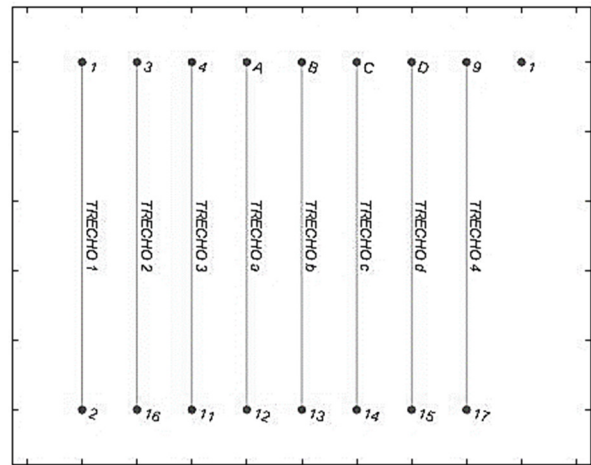


Figura 4-15 Rede Distribuição – Pós-Manobra – Versão R2

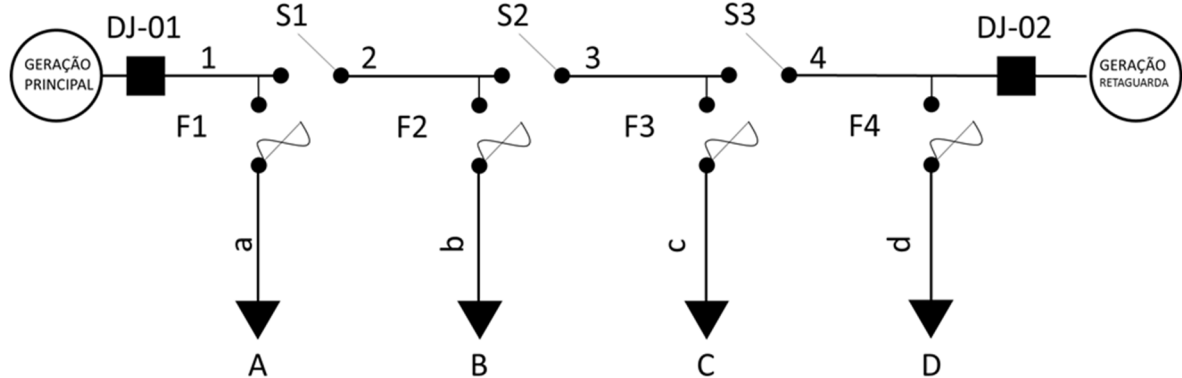


4.1.4 Rede Distribuição 13,8kV versão R3

A modificação realizada no sistema de distribuição a seguir é a alternativa de outra fonte de alimentação implementada na rede apresentada da versão R2 e demonstrada na **Figura 4-16**, provendo um caminho alternativo de energia, caso algum trecho de linha impeça que a fonte principal consiga alimentar determinado cliente devido a uma falha. Todas as melhorias apresentadas até o exemplo anterior continuam. Nessa situação cabe destacar a operação desse sistema é radial, obedecendo a uma restrição de contorno onde o número de elementos “n” de um determinado conjunto “C” de elementos, deve possuir no máximo “n-1” elementos

operando. Onde “ $C=\{ DJ-01 ; S1 ; S2 ; S3 ; DJ-02 \}$ ”. Essa restrição não permite que as duas fontes alimentem a mesma carga ao mesmo tempo.

Figura 4-16 Rede Distribuição – Versão R3



Novamente se pode ver uma evolução no DEC Total das cargas, a menos da Barra A. Porém o ganho para o sistema é evidente, conforme apresentado na **Tabela 4-5** Indicadores Rede . A diminuição do DEC Total dar-se-á pela diminuição do DEC Pós-Manobra, em detrimento ao pequeno acréscimo do DEC Pós-Defeito. Após a manobra o ganho é entre o tempo de manobra das chaves seccionadoras em contrapartida ao tempo de reparo de um determinado trecho da linha tronco. O DEC Pós-Defeito sofre esse pequeno acréscimo pois foram contabilizados os tempos de manobras das chaves seccionadoras para outros eventos, além dos já computados no exemplo anterior. Por exemplo, um defeito no trecho 2, inicialmente requer a abertura da chave S1 para isolar o defeito e preservar o ramal 1 ligado, porém há agora uma segunda manobra, a da chave S2, fazendo com que o tempo de manobra desse sistema seja maior, aumentando o tempo computado na situação Pós-Defeito. Porém essa “perda” de tempo é recompensada pelo demonstrado menor impacto no sistema após essa manobra acontecer, ocasionando assim a diminuição do DEC Total de praticamente todas as cargas. O pequeno acréscimo na Barra A é explicado pelo fato de a mesma não poder ser atendida pela fonte retaguarda, visto que não há como isolar o trecho 1 desse ramal. Então essa barra “sofre” pelo ganho de tempo nas manobras dos demais trechos, porém, sem poder se ligar à fonte retaguarda.

Tabela 4-5 Indicadores Rede Distribuição – Versão R3

Barra	Carga [MW]	Consumidores [N]	FEC Pós-Defeito [n]	DEC Pós-Defeito [Horas]	FEC Pós-Manobra [n]	DEC Pós-Manobra [Horas]	FEC Total Barra [n]	DEC Total Barra [Horas]	FEC Total Sistema [n]	DEC Total Sistema [Horas]
A	5,00	1000	1,00	0,40	0,40	1,20	1,00	1,60	0,33	0,53
B	4,00	800	1,40	0,40	0,70	1,60	1,40	2,00	0,37	0,53
C	3,00	700	1,20	0,40	0,70	2,00	1,20	2,40	0,28	0,56
D	2,00	500	1,00	0,40	0,40	1,20	1,00	1,60	0,17	0,27
Total Sistema									1,15	1,89

A possibilidade de transferência de carga do alimentador foi simulada através da criação do nó número 18, conforme imagens dos grafos abaixo. Pode-se observar que pela primeira vez o grafo de operação inicial do sistema, **Figura 4-18**, é diferente do grafo que representa o sistema como um todo, isso porque o programa começa ilhando a fonte retaguarda, já que a fonte principal começa em operação. Os grafos entre as **Figura 4-17** e **Figura 4-20** detalham essa versão de simulação do sistema.

Figura 4-17 Rede Distribuição – Sistema – Versão R3

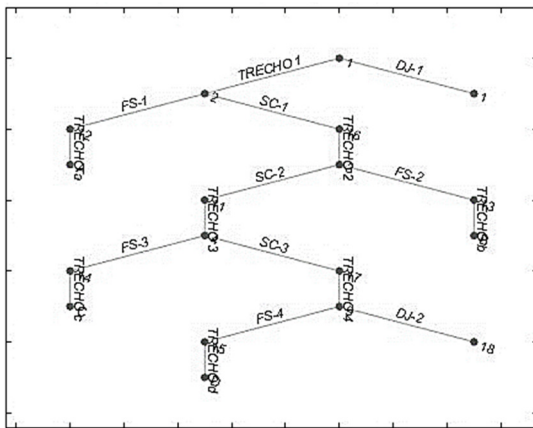


Figura 4-18 Rede Distribuição – Operação Inicial – Versão R3

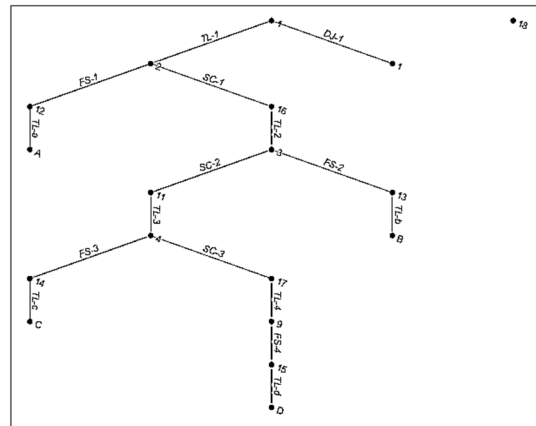


Figura 4-19 Rede Distribuição – Pós-Defeito – Versão R3

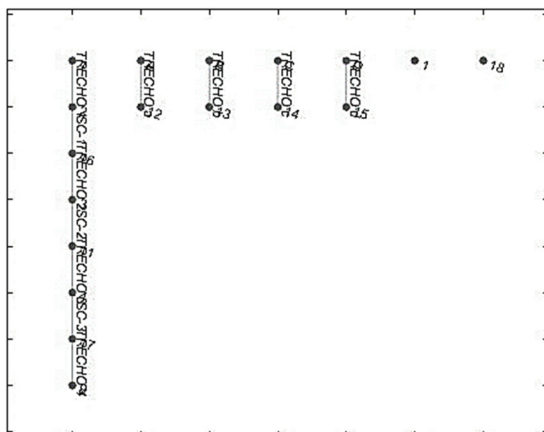
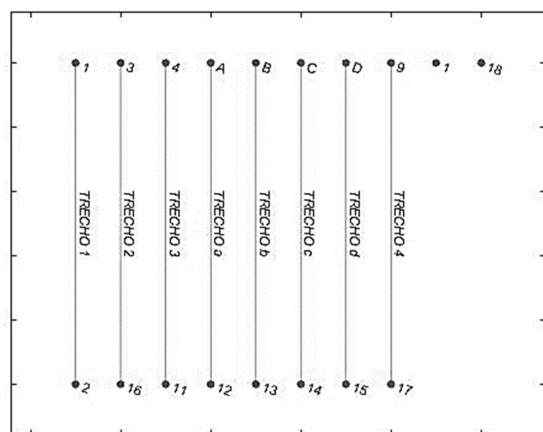


Figura 4-20 Rede Distribuição – Pós-Manobra – Versão R3

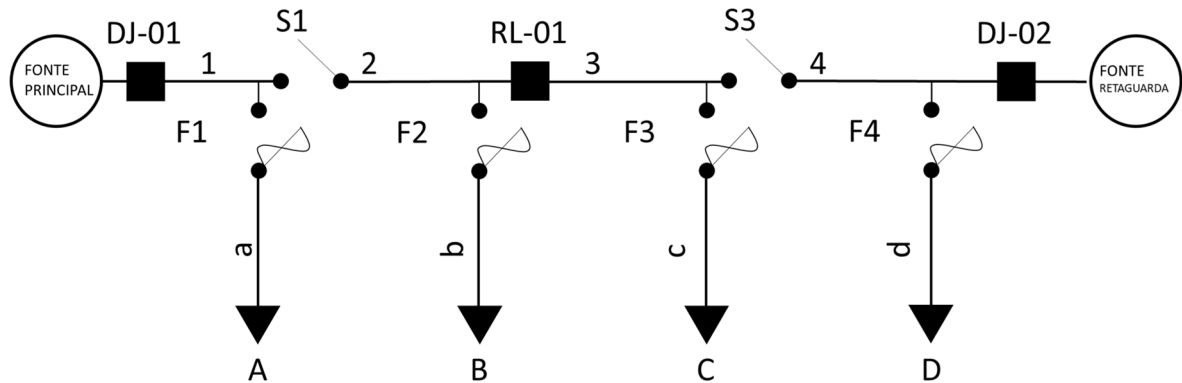


4.1.5 Rede Distribuição 13,8kV versão R4

A modificação realizada é a alternativa de instalação de um religador no tronco do alimentador, substituindo a SC-02. A substituição por essa chave é estratégica pois situa-se,

conforme apresentado na **Figura 4-21**, exatamente no meio desse sistema, quando operando em sua configuração normal, dessa forma haverá uma melhor seletividade das falhas.

Figura 4-21 Rede Distribuição – Versão R4



Pode-se ver novamente uma melhora nos indicadores desse sistema através da **Tabela 4-6** Indicadores Rede, com a instalação de um equipamento de proteção, representado aqui por um religador “RL-01”. A melhoria mais evidente é na contabilização do FEC, pela própria característica que esses equipamentos possuem na seletividade das falhas, evitando desligamentos nos demais trechos a montante, ou seja, para todas as falhas após o religador “RL-01”, os clientes instalados em “A” e “B” nem tomarão conhecimento do problema.

Tabela 4-6 Indicadores Rede Distribuição – Versão R4

Barra	Carga [MW]	Consumidores [N]	FEC Pós-Defeito [n]	DEC Pós-Defeito [Horas]	FEC Pós-Manobra [n]	DEC Pós-Manobra [Horas]	FEC Total Barra [n]	DEC Total Barra [Horas]	FEC Total Sistema [n]	DEC Total Sistema [Horas]
A	5,00	1000	0,30	0,15	0,40	1,20	0,50	1,35	0,17	0,45
B	4,00	800	0,30	0,15	0,70	1,60	0,90	1,75	0,24	0,47
C	3,00	700	0,80	0,40	0,70	2,00	1,20	2,40	0,28	0,56
D	2,00	500	0,80	0,40	0,40	1,20	1,00	1,60	0,17	0,27
Total Sistema									0,85	1,74

Os grafos para esse sistema seguem abaixo, entre as **Figura 4-22** e **Figura 4-25**:

Figura 4-22 Rede Distribuição – Sistema – Versão R4

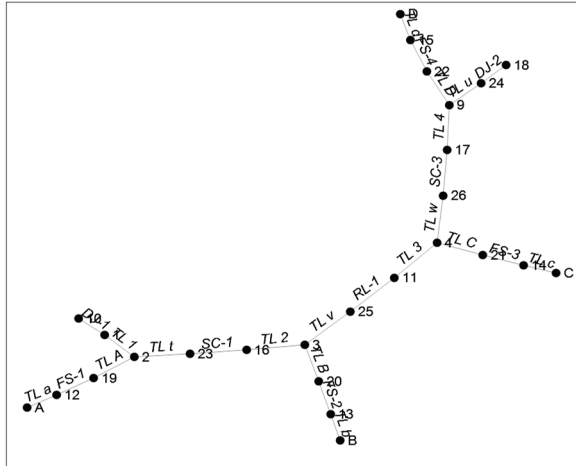


Figura 4-23 Rede Distribuição – Operação Inicial – Versão R4

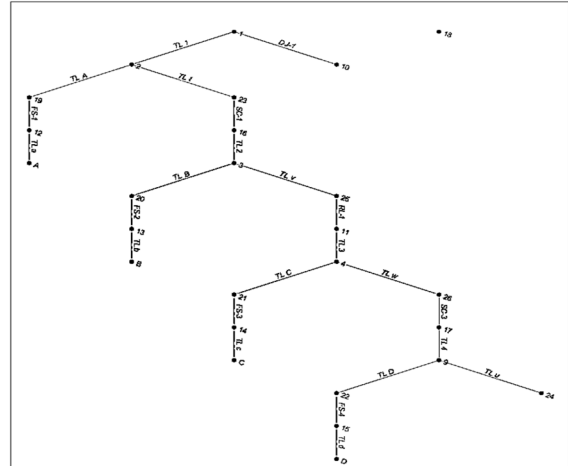


Figura 4-24 Rede Distribuição – Pós-Defeito – Versão R4

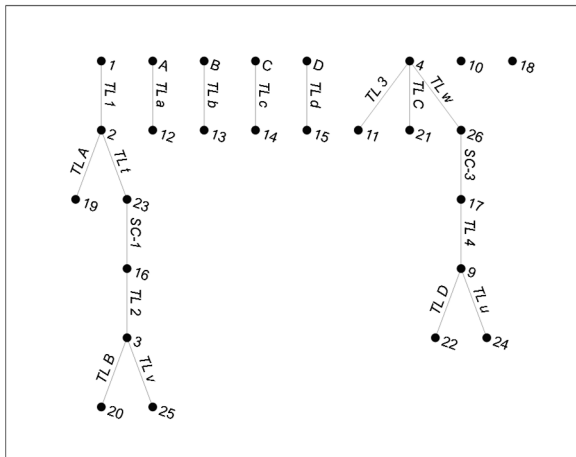
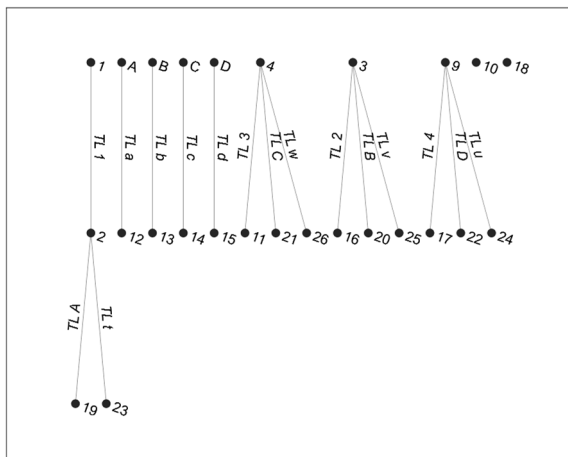


Figura 4-25 Rede Distribuição – Pós-Manobra – Versão R4

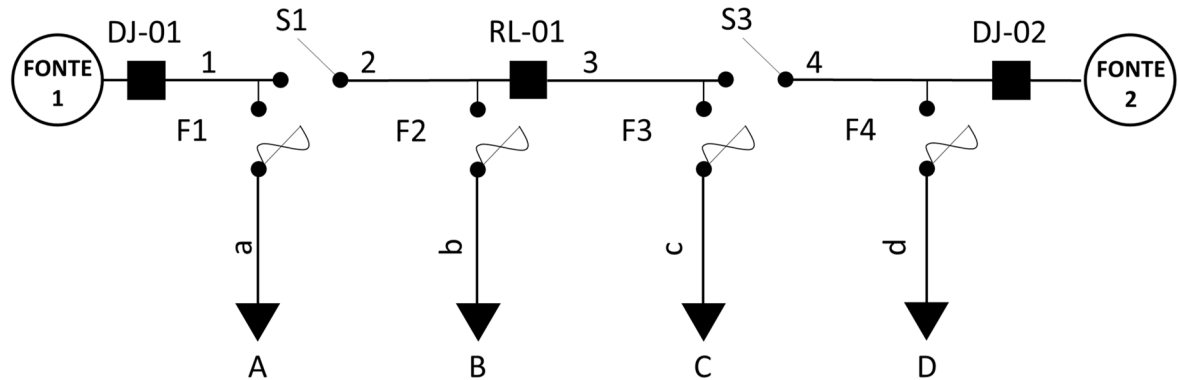


4.1.6 Rede Distribuição 13,8kV versão A1

No diagrama da **Figura 4-26** Rede Distribuição, não houve o incremento ou alteração de nenhum equipamento, somente a mudança na maneira de operar o sistema. Os exemplos anteriores das versões R3 e R4, apresentaram uma “Fonte principal” e uma “Fonte retaguada”. Porém, a seguir, o sistema foi praticamente dividido em dois, separados por um religador “RL-01” que permanece aberto em sua condição normal de operação. Dessa forma, os clientes nos pontos “A” e “B” consomem energia da “Fonte 1”, enquanto os clientes “C” e “D” consomem da “Fonte 2”. Os indicadores são extremamente sensíveis a condição de operação normal, por

isso a topologia deve ser estudada para que se consiga o melhor equilíbrio de cargas e qualidade dos indicadores entre os sistemas alimentadores.

Figura 4-26 Rede Distribuição – Versão A1



Com os valores da **Tabela 4-7** Indicadores Rede , pode-se concluir que a simples mudança na maneira de operar o sistema, sem equipá-lo ou modificá-lo drasticamente, pode surtir efeitos positivos, como o caso acima. Para esse exemplo a melhoria ocorreu para os sistemas alimentados nos pontos “C” e “D”, pois eletricamente eles ficaram mais próximos de suas fontes supridoras principais, fazendo com que problemas nos trechos “TL-01” e “TL-02” não influenciassem mais em seus indicadores, assim como os trechos “TL-03” e “TL-04” já não influenciavam nos indicadores dos pontos “A” e “B” de forma significativa, após a instalação do religador “RL-01”.

Tabela 4-7 Indicadores Rede Distribuição – Versão A1

Barra	Carga [MW]	Consumidores [N]	FEC Pós-Defeito [n]	DEC Pós-Defeito [Horas]	FEC Pós-Manobra [n]	DEC Pós-Manobra [Horas]	FEC Total Barra [n]	DEC Total Barra [Horas]	FEC Total Sistema [n]	DEC Total Sistema [Horas]
A	5,00	1000	0,30	0,15	0,40	1,20	0,50	1,35	0,17	0,45
B	4,00	800	0,30	0,15	0,70	1,60	0,90	1,75	0,24	0,47
C	3,00	700	0,50	0,25	0,70	2,00	0,90	2,25	0,21	0,53
D	2,00	500	0,50	0,25	0,40	1,20	0,70	1,45	0,12	0,24
Total Sistema									0,73	1,68

A operação desse sistema fica melhor exemplificada entre a **Figura 4-27** à **Figura 4-30**, com maior detalhe para **Figura 4-28** Rede Distribuição – Operação Inicial, pois o sistema agora se comporta como duas redes distintas, porém uma rede pode suprir a outra, ou partes desta, durante a ocorrência de desligamentos.

Figura 4-27 Rede Distribuição – Sistema – Versão A1

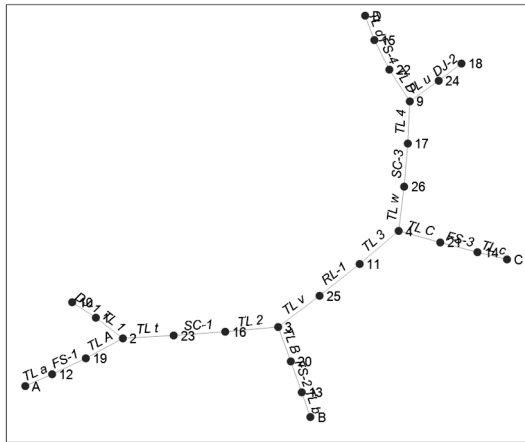


Figura 4-29 Rede Distribuição – Pós-Defeito – Versão A1

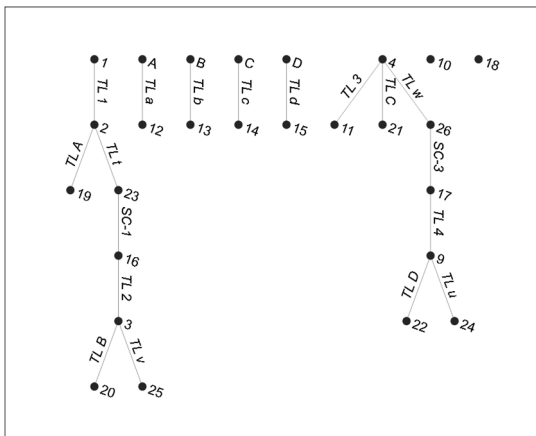


Figura 4-28 Rede Distribuição – Operação Inicial – Versão A1

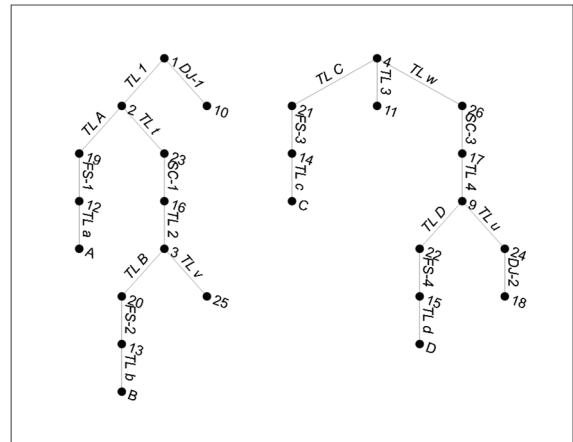
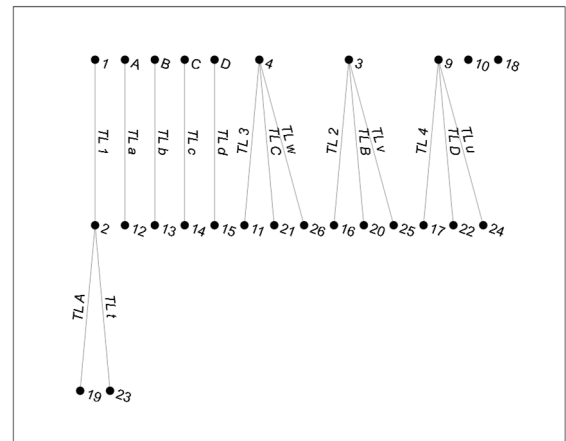


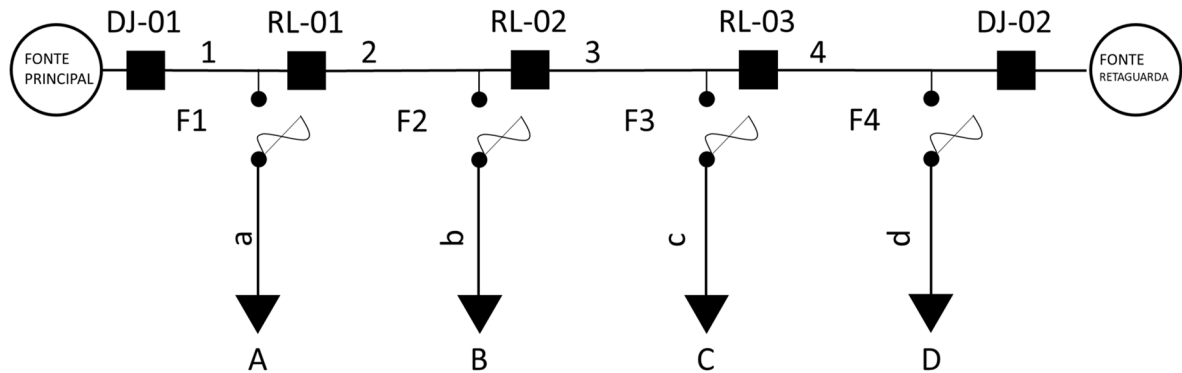
Figura 4-30 Rede Distribuição – Pós-Manobra – Versão A1



4.1.7 Rede Distribuição 13,8kV versão A2

Para esse caso, todos os equipamentos instalados no tronco desse sistema possuem função de proteção, substituindo os Seccionadores que havia anteriormente, na versão A1, por Relatores, conforme **Figura 4-31** Rede Distribuição . Apesar da baixa aplicabilidade desse sistema, pelos desafios da coordenação entre todos os elementos, esse sistema pode ser utilizado para demonstrar os benefícios em equipar a rede com um sistema de proteção mais seletivo.

Figura 4-31 Rede Distribuição – Versão A2



Nota-se agora que não há mais indicadores para o estado “Pós-Defeito” na **Tabela 4-8** Indicadores Rede . Isso ocorre pois, com a instalação de equipamentos de proteção em todos os trechos da linha tronco através de “RL-01”, “RL-02” e “RL-03” e dos elementos fusível nos ramais “FS-01”, “FS-02”, “FS-03” e “FS-04”, há a seletividade completa dos trechos que apresentariam defeitos nessas simulações. Nessa situação cada trecho da linha principal de alimentação influencia unicamente na carga que está conectada em sua extremidade a direita, fazendo com que os indicadores para cada carga sejam equivalentes as falhas em seu próprio ramal de conexão e em seu trecho de linha a esquerda.

Tabela 4-8 Indicadores Rede Distribuição – Versão A2

Barra	Carga [MW]	Consumidores [N]	FEC Pós-Defeito [n]	DEC Pós-Defeito [Horas]	FEC Pós-Manobra [n]	DEC Pós-Manobra [Horas]	FEC Total Barra [n]	DEC Total Barra [Horas]	FEC Total Sistema [n]	DEC Total Sistema [Horas]
A	5,00	1000	0,00	0,00	0,40	1,20	0,40	1,20	0,13	0,40
B	4,00	800	0,00	0,00	0,70	1,60	0,70	1,60	0,19	0,43
C	3,00	700	0,00	0,00	0,70	2,00	0,70	2,00	0,16	0,47
D	2,00	500	0,00	0,00	0,40	1,20	0,40	1,20	0,07	0,20
Total Sistema									0,55	1,49

Para os grafos desse sistema apresentado nas **Figura 4-32** até **Figura 4-35**, pode-se perceber principalmente a mudança da **Figura 4-34** Rede Distribuição – Pós-Defeito em relação a **Figura 4-24** Rede Distribuição – Pós-Defeito, onde o número de regiões seletivas para o sistema de proteção aumentou. Como todos os elementos nesse sistema possuem ambas as funções de operação em falhas opção para manobra, os grafos para a condição “Pós-Defeito” e “Pós-Manobra” são exatamente os mesmos.

Figura 4-32 Rede Distribuição – Sistema – Versão A2

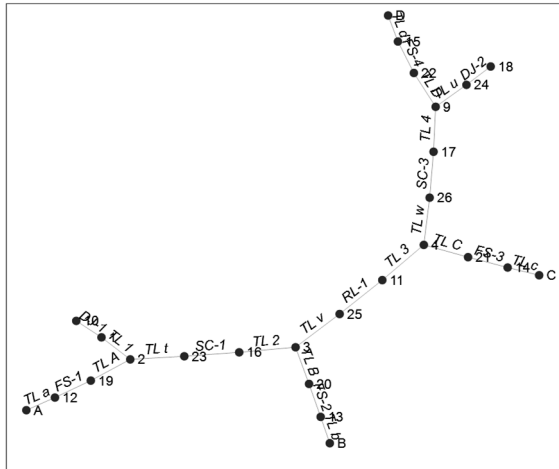


Figura 4-34 Rede Distribuição – Pós-Defeito – Versão A2

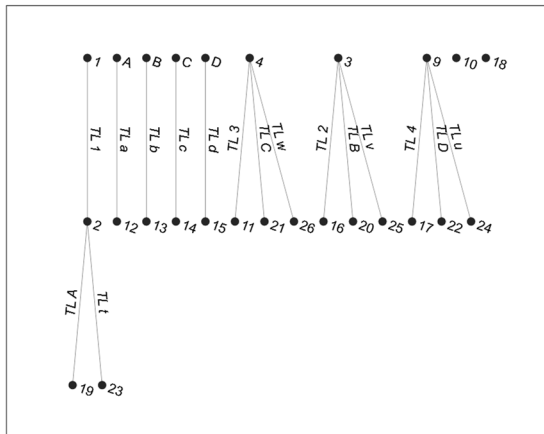


Figura 4-33 Rede Distribuição – Operação Inicial – Versão A2

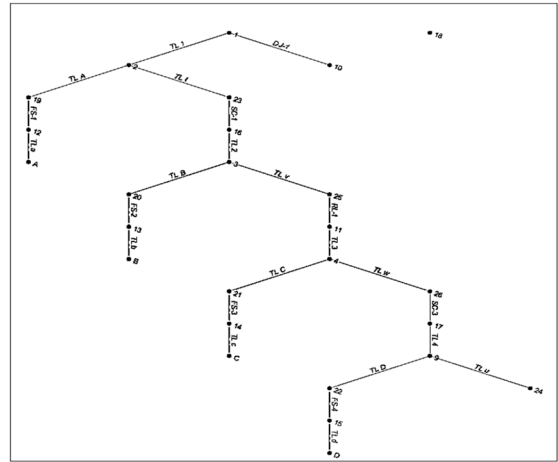
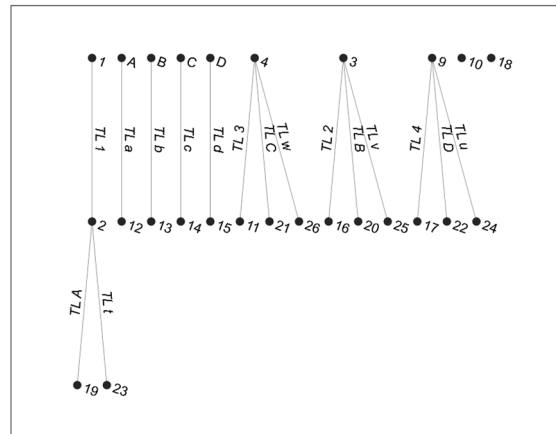


Figura 4-35 Rede Distribuição – Pós-Manobra – Versão A2



4.1.8 Comparação dos resultados

Para comparar os resultados obtidos com os da referência [2] e entre as simulações após as modificações realizadas no sistema de distribuição radial exemplo, é apresentada a **Tabela 4-9** com o FEC e DEC calculado e da Referência, além do quadro resumo dos equipamentos instalados em cada exemplo.

Tabela 4-9 Comparação de Resultados para Rede de Distribuição

Alternativa	Quadro de Equipamentos				Calculado		Referência [2]	
	Fonte	Fusível	Seccionador	Religador	FEC	DEC	FEC	DEC
R0	FP	0	0	0	2,20	6,00	2,20	6,00
R1	FP	4	0	0	1,15	3,91	1,15	3,91
R2	FP	4	3	0	1,15	2,69	1,15	2,58*
R3	FP+FR	4	3	0	1,15	1,89	1,15	1,80*
R4	FP+FR	4	2	1	0,85	1,74	-	-
A1	F1+F2	4	2	1	0,73	1,68	-	-
A2	FP+FR	4	0	3	0,55	1,49	-	-

Para os exemplos das alternativas R2 e R3, o DEC apresentado pela referência ficou ligeiramente menor, com 0,09 horas a menos para ambos os casos, pois a referência desconsiderou o tempo de manobra das seccionadoras, de 0,50 horas, para o isolamento do trecho defeituoso que sofreriam os reparos. Esses tempos influenciam na recomposição das cargas a jusante das chaves que isolam os trechos defeituosos. A diferença de 0,50 horas no tempo de atendimento para cada carga está demonstrada na equação (4-1), truncada na segunda casa decimal:

$$DEC = 0,50 \times \frac{1000 \times 0,2 + 800 \times 0,1 + 700 \times 0,3 + 500 \times 0,2}{1000 + 800 + 700 + 500} = 0,09 \quad (4-1)$$

4.2 Subestação de Distribuição Típica

Para a aplicação e apuração de indicadores em uma subestação de distribuição, típica em sistemas de distribuição de alta tensão, é apresentado um caso real realizado para a verificação da eficiência da modernização de uma subestação que, nesse trabalho, recebe o nome de *SE Swan*. O sistema é representado em 4 versões diferentes para comparação dos indicadores de continuidade. A versão *R0* representa a situação atual da subestação, enquanto as versões *A1*, *A2* e *A3* representam três alternativas diferentes para a modernização dessa subestação.

A subestação é alimentada por um circuito em 69kV de 3km que vem da barra da subestação, denominada nesse trabalho, *SE Raven*. O setor de distribuição em média tensão dessa subestação, em 13,8kV, alimenta 21.202 consumidores com uma potência total

considerada de 33,45 MVA. A **Tabela 4-10** apresenta os valores utilizados para o desempenho dos equipamentos da subestação *Swan* e que afetarão diretamente o cálculo de seu desempenho em todas as suas versões simuladas a seguir.

Tabela 4-10 Dados dos Equipamentos para Subestação de Distribuição Típica

Tipo de Componente	Taxa de Falha [ano ⁻¹]	Tempo Médio de Reparo [Horas]	Tempo Médio de Manobra [Horas]	Taxa de Manutenção [ano ⁻¹]	Tempo Médio de Manutenção [Horas]	Capacidade [MVA]
Barramento	0,0054	19,9	-	-	-	-
Disjuntor	0,0103	15,0	-	0,33	8,0	100,0
Chave	0,0059	24,9	2,0	-	-	100,0
Linha/100km	0,8450	10,9	-	-	-	60,0
Transformador	0,0486	32,2	-	-	-	26,6

Da **Tabela 4-10**, cabe destacar que somente serão considerados os efeitos de manutenção para os disjuntores de alta tensão da subestação *Swan* e que o acesso e manobra das chaves seccionadores do pátio de 69kV da SE demoram, em média, 2 horas. Os disjuntores representados no setor de distribuição em média tensão não falham ou entram em manutenção.

4.2.1 Subestação Swan 69/13,8kV versão R0

A versão *R0* da subestação *Swan*, conforme ilustrado na **Figura 4-36**, contém um único barramento de operação cujo conectam os bays dos transformadores e da linha de distribuição que vem da subestação *Raven*. O bay da linha não possui equipamentos, incluindo todas as falhas decorrentes da linha *Raven – Swan* dentro da proteção da barra, desligando completamente a subestação *Swan*.

O bay dos transformadores *TR001* e *TR002* se conectam à barra através das chaves seccionadoras *SC011* e *SC021* respectivamente, porém esses bays não possuem um sistema de “by-pass” que permitam manutenções, ou restabelecimento rápidos após falhas, dos demais equipamentos desse bay.

Figura 4-39 SE Swan versão R0 - Pós-Defeito

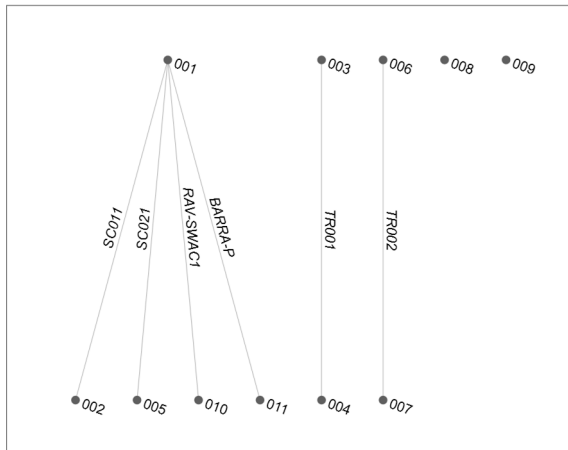
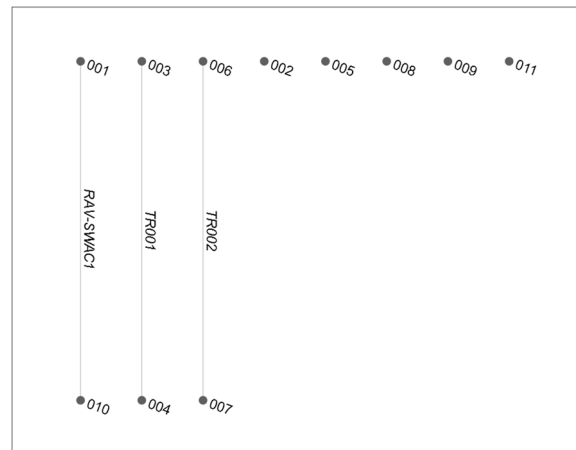


Figura 4-40 SE Swan versão R0 - Pós-Manobra



Para essa configuração da subestação *Swan*, foram calculados os indicadores de frequência e duração equivalente de interrupções, além dos demais apresentados no item 3.8, apresentados na **Tabela 4-11**.

Tabela 4-11 Indicadores Subestação de Distribuição Típica – Versão R0

Contingência	FEC [ano ⁻¹]	DEC [h/ano]	NCI [ano ⁻¹]	CHI [h/ano]	PNS [MW]	ENS [MWh/ano]
Simple	8,31E-02	1,52E+00	1,76E+03	3,23E+04	2,78E+00	5,09E+01
Manut+Falha	1,35E-01	1,08E+00	2,86E+03	2,30E+04	4,52E+00	3,62E+01
Total	2,18E-01	2,60E+00	4,62E+03	5,53E+04	7,30E+00	8,71E+01

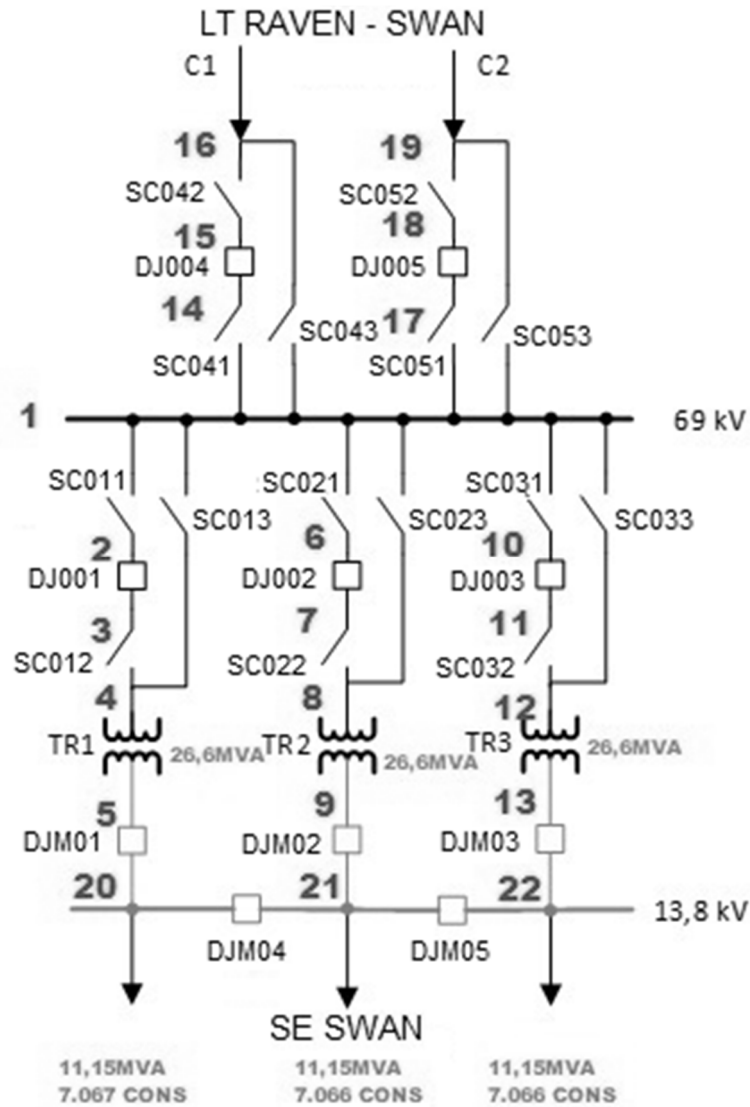
Conforme mencionado anteriormente, por não viabilizar a manutenção dos disjuntores *DJ001* e *DJ002* sem que haja desligamentos de clientes, as situações que envolvem a manutenção desses equipamentos exercem a maior influência nas frequências dos desligamentos, já que a frequência dos desligamentos por manutenção é mais de 4 vezes superior aos dos desligamentos por falhas em componentes.

4.2.2 Subestação Swan 69/13,8kV versão A1

Para a versão *A1* da configuração da SE *Swan*, conforme **Figura 4-41**, foram considerados 2 bays de entrada de linha de distribuição e mais 1 bay de transformador de mesma potência dos existentes. Todos os bays estão equipados com disjuntores e suas respectivas chaves seccionadoras, além das chaves seccionadoras de by-pass, que permitirão a manutenção

e reparos de equipamentos sem a necessidade de desligamentos. Essa configuração é chamada de barra simples, pois um único barramento é responsável pelas conexões dos bays.

Figura 4-41 Subestação SWAN – Versão A1



A seguir são apresentados os grafos para essa alternativa da subestação *Swan*. Para configurações mais elaboradas de sistemas de distribuição e subestação, os grafos começam a ficar mais complexos e sua visualização merece mais atenção, porém, pode-se observar na **Figura 4-42** o ganho em caminhos alternativos para atender as cargas dos transformadores *TR001*, *TR002* e *TR003*, respectivamente alocadas nos nós 20, 21 e 22, melhores demonstradas na **Figura 4-43**. A diferença entre ambas as figuras é devida as chaves de “by-pass” que operam abertas na configuração inicial de operação desse sistema. As **Figura 4-44** e **Figura 4-45** também demonstram o aumento da complexidade do sistema, em número de nós e ramos.

Figura 4-42 SE Swan versão A1 - Sistema

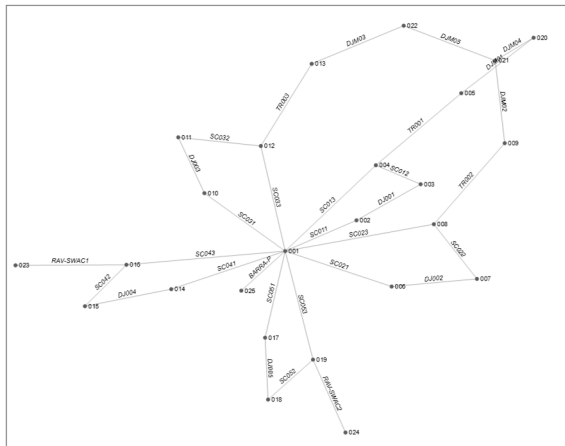


Figura 4-43 SE Swan versão A1 - Operação Inicial

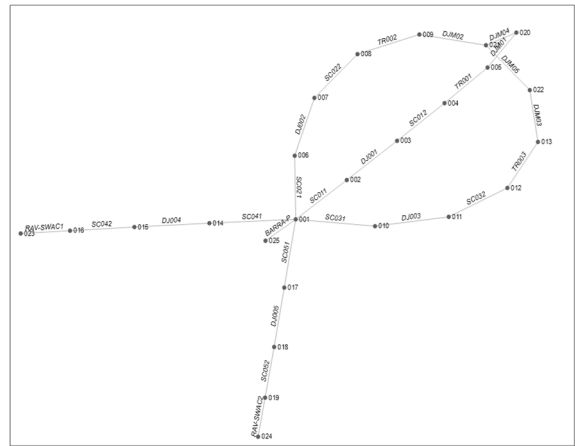


Figura 4-44 SE Swan versão A1 - Pós-Defeito

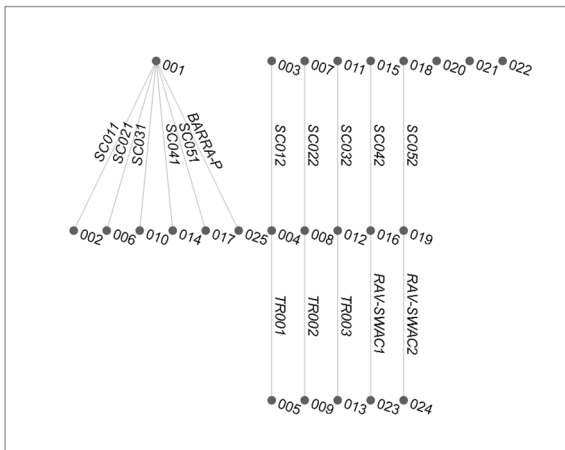
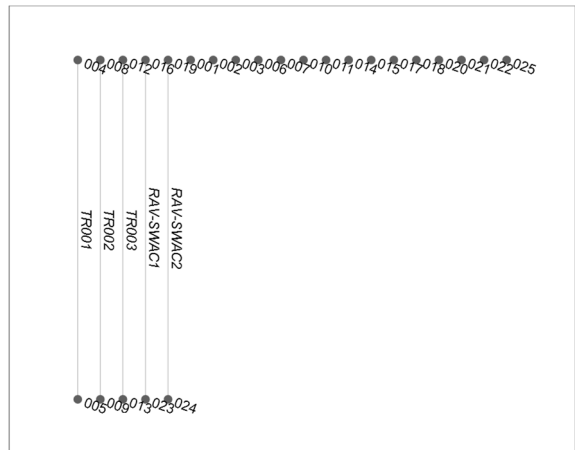


Figura 4-45 SE Swan versão A1 - Pós-Manobra



Na **Tabela 4-12** estão apresentados os indicadores para essa configuração. Por essa condição permitir a manutenção de qualquer disjuntor sem o desligamento de clientes, pode-se observar a diminuição expressiva das contingências relacionadas a manutenção seguidas de falhas, principalmente pela diminuição do impacto do evento principal da manutenção dos disjuntores.

Tabela 4-12 Indicadores Subestação de Distribuição Típica – Versão A1

Contingência	FEC [ano ⁻¹]	DEC [h/ano]	NCI [ano ⁻¹]	CHI [h/ano]	PNS [MW]	ENS [MWh/ano]
Simples	8,64E-02	1,01E+00	1,83E+03	2,15E+04	2,89E+00	3,39E+01
Manut+Falha	3,10E-04	1,66E-03	6,57E+00	3,52E+01	1,04E-02	5,55E-02
Total	8,67E-02	1,01E+00	1,84E+03	2,15E+04	2,90E+00	3,40E+01

Essa configuração, apesar de mais robusta, inseriu um elevado número de elementos no sistema. Naturalmente, esses elementos falham, portanto, o número de modos de falha desse sistema também aumentou e por isso o FEC não apresentou uma melhora, pois houve um equilíbrio entre a diminuição do impacto das falhas em detrimento ao aumento do número de falhas devido ao maior número de equipamentos.

De modo geral, o sistema se tornou mais flexível e apresentou maior facilidade em contornar os modos de operação que causam desligamentos aos clientes, pode-se observar isso através da **Tabela 4-12** onde todos os indicadores que dependem do tempo para os restabelecimentos melhoraram, como o DEC, CHI e ENS.

4.2.3 Subestação Swan 69/13,8kV versão A2

Na **Figura 4-46** é apresentada a versão A2 para a subestação *Swan* em uma configuração de barra principal e transferência, com a adição de um barramento exclusivo para manobras através de um bay de transferência completo pelos equipamentos *SC061*, *DJ006* e *SC062*. As seccionadoras do bay de transferência operam fechadas, enquanto o disjuntor opera aberto.

Figura 4-46 Subestação SWAN – Versão A2

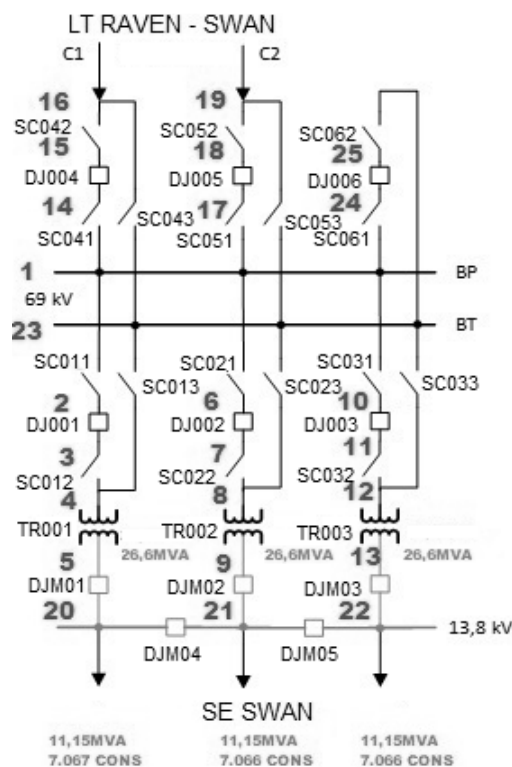


Tabela 4-13 Indicadores Subestação de Distribuição Típica – Versão A2

Contingência	FEC [ano ⁻¹]	DEC [h/ano]	NCI [ano ⁻¹]	CHI [h/ano]	PNS [MW]	ENS [MWh/ano]
Simples	9,23E-02	1,17E+00	1,96E+03	2,49E+04	3,09E+00	3,93E+01
Manut+Falha	4,52E-04	2,54E-03	9,58E+00	5,38E+01	1,51E-02	8,49E-02
Total	9,28E-02	1,17E+00	1,97E+03	2,49E+04	3,11E+00	3,94E+01

4.2.4 Subestação Swan 69/13,8kV versão A3

A alternativa apresentada como versão A3, na **Figura 4-51**, é uma variação mais simples e mais econômica da versão R0 em relação as alternativas das versões A1 e A2. Foi incluído um bay de transformador, de mesma potência dos demais e de mesma configuração. Para a alimentação em 69kV da subestação, foram equipados 2 bays de entrada de linha, na configuração de barra simples. Nenhum dos bays apresentam chaves de “by-pass” conforme as alternativas A1 e A2, portanto, também não possuem restrições operativas, mantendo todas as variáveis de condição de operação dos equipamentos livres para o problema de otimização da metodologia proposta.

Figura 4-51 Subestação SWAN – Versão A3

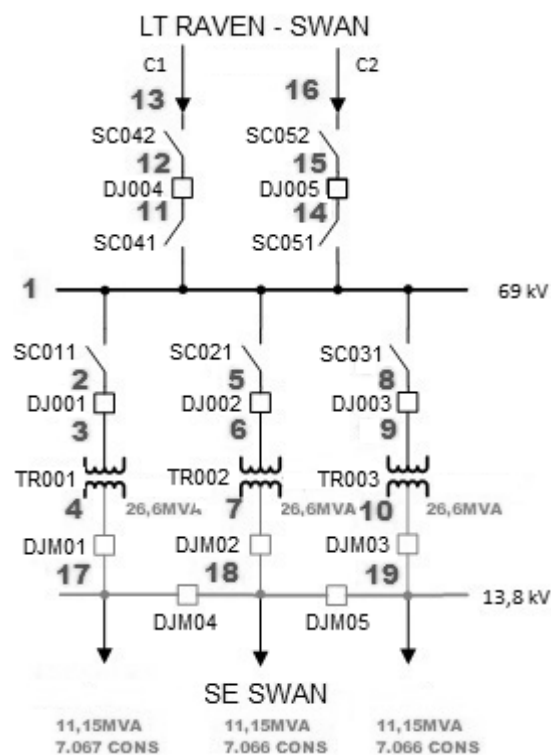


Tabela 4-14 Indicadores Subestação de Distribuição Típica – Versão A3

Contingência	FEC [ano ⁻¹]	DEC [h/ano]	NCI [ano ⁻¹]	CHI [h/ano]	PNS [MW]	ENS [MWh/ano]
Simple	8,64E-02	1,01E+00	1,83E+03	2,15E+04	2,89E+00	3,39E+01
Manut+Falha	3,04E-04	1,88E-03	6,44E+00	3,97E+01	1,02E-02	6,27E-02
Total	8,67E-02	1,01E+00	1,84E+03	2,15E+04	2,90E+00	3,40E+01

4.2.5 Comparação dos resultados

A **Tabela 4-15** apresenta os indicadores para todas as versões testadas. Os resultados mostram que para todas as alternativas à versão *R0* há um ganho em todos os indicadores, fato este principalmente pela possibilidade de manutenção nos disjuntores sem que haja desligamentos aos clientes. Conforme pode ser observado na **Tabela 4-11**, o FEC para os eventos de manutenção representava mais de 60% do total, enquanto o DEC 40%. Para as alternativas *A1*, *A2* e *A3* o FEC e DEC para os eventos de manutenção representavam menos de 1% do total.

Tabela 4-15 Comparação de Resultados para Versões da Subestação *Swan*

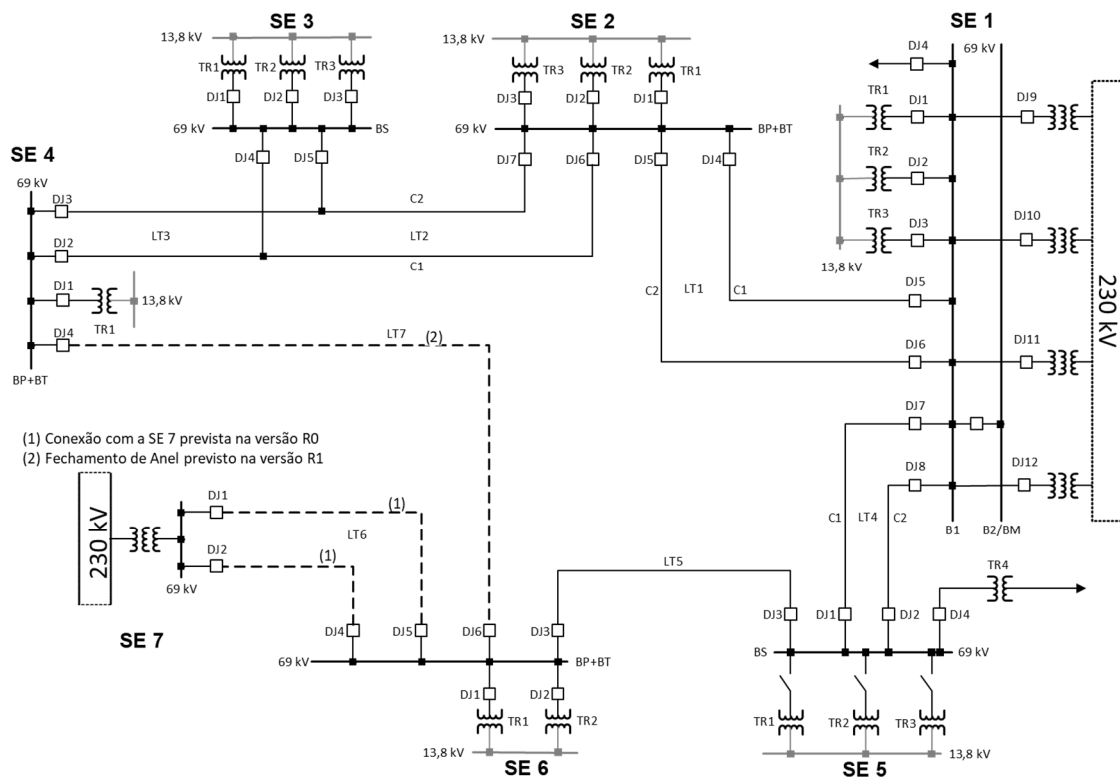
Alternativa	FEC [ano ⁻¹]	DEC [h/ano]	NCI [ano ⁻¹]	CHI [h/ano]	PNS [MW]	ENS [MWh/ano]
R0	2,18E-01	2,60E+00	4,62E+03	5,53E+04	7,30E+00	8,71E+01
A1	8,67E-02	1,01E+00	1,84E+03	2,15E+04	2,90E+00	3,40E+01
A2	9,28E-02	1,17E+00	1,97E+03	2,49E+04	3,11E+00	3,94E+01
A3	8,67E-02	1,01E+00	1,84E+03	2,15E+04	2,90E+00	3,40E+01

A análise dos resultados apresentou a importância de estudos detalhados sobre alternativas para a confiabilidade de subestações, pois identificou que, apesar da maior robustez de algumas alternativas, consequentemente associadas a maiores custos de implantação, nem sempre trarão resultados mais positivos. Isso pode ser observado para a alternativa da versão *A2* que possuía um arranjo completo de barramento principal e transferência, porém que se mostrou ineficaz em relação aos demais, isso porque somente adicionou um modo de falha (o da chave *SC061*) ao sistema, sem que houvesse maiores ganhos, já que o bay de transferência não apresentou ganhos em contingência simples, pois a subestação pode operar com qualquer um de seus bays desligados e sem corte de carga.

4.3 Sistema de Distribuição em Alta Tensão

Um sistema de distribuição completo, em alta tensão, foi utilizado para exemplificar a aplicação da metodologia. O exemplo apresentado, assim como o anterior, também é oriundo de um estudo real, realizado para a avaliação de investimento com vistas à melhoria de indicadores de continuidade em uma determinada região dentro do território brasileiro. O sistema é representado em 7 versões diferentes para a comparação entre os indicadores de continuidade. A versão *R0* representa a situação atual do sistema, enquanto as demais apresentam diferentes alternativas para novos empreendimentos e conexões desse sistema.

Figura 4-56 Sistema Teste de Distribuição em Alta Tensão em 69kV

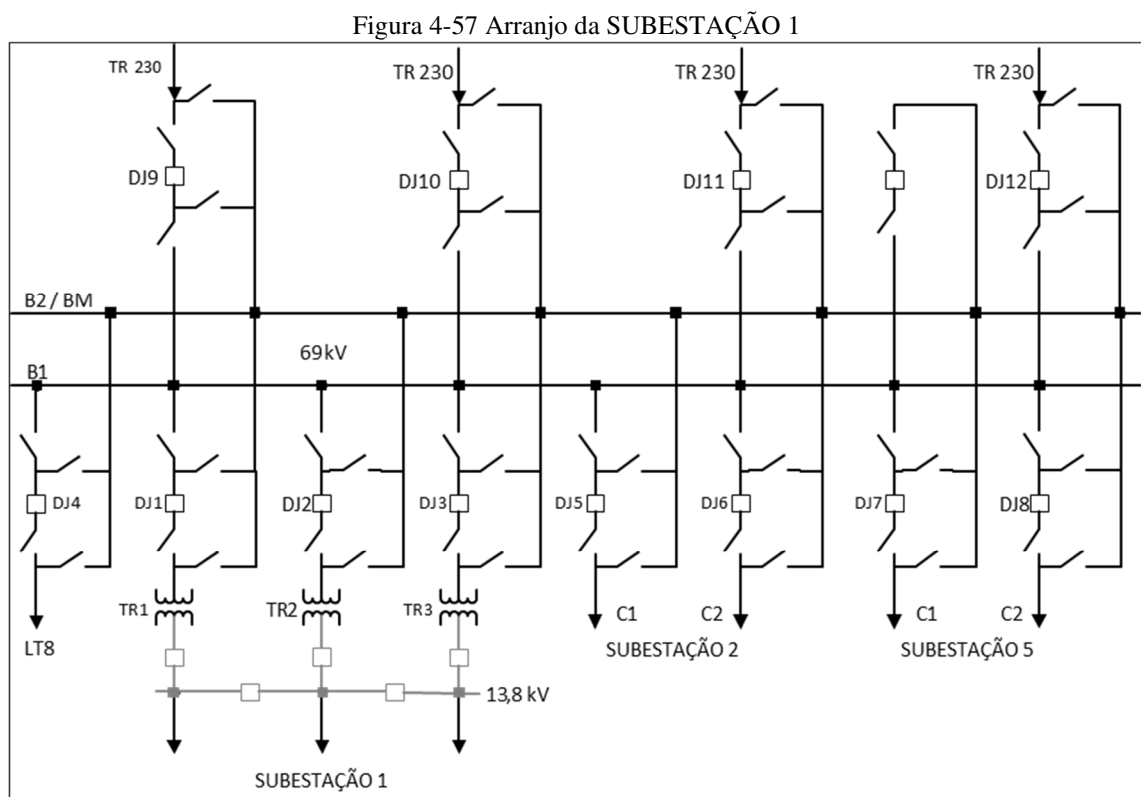


Nesse sistema, operam 7 subestações, cujas duas delas apresentam interface com o sistema de transmissão em 230kV (uma delas proposta), que é o responsável por alimentar os consumidores desse sistema de distribuição em 69kV. 5 subestações possuem conversão para média tensão, em 13,8kV e que alimentam as redes de distribuição de suas localidades.

Como pode ser visto na **Figura 4-56**, atualmente há dois ramos radiais atendidos pela única SE supridora, denominada de SUBESTAÇÃO 1, sendo um ramo definido por SUBESTAÇÃO 2 / SUBESTAÇÃO 3 / SUBESTAÇÃO 4 e outro definido por SUBESTAÇÃO

5 / SUBESTAÇÃO 6. A seguir são apresentadas as principais características desse sistema, como os arranjos dos pátios das SEs, detalhes dos componentes e conexões.

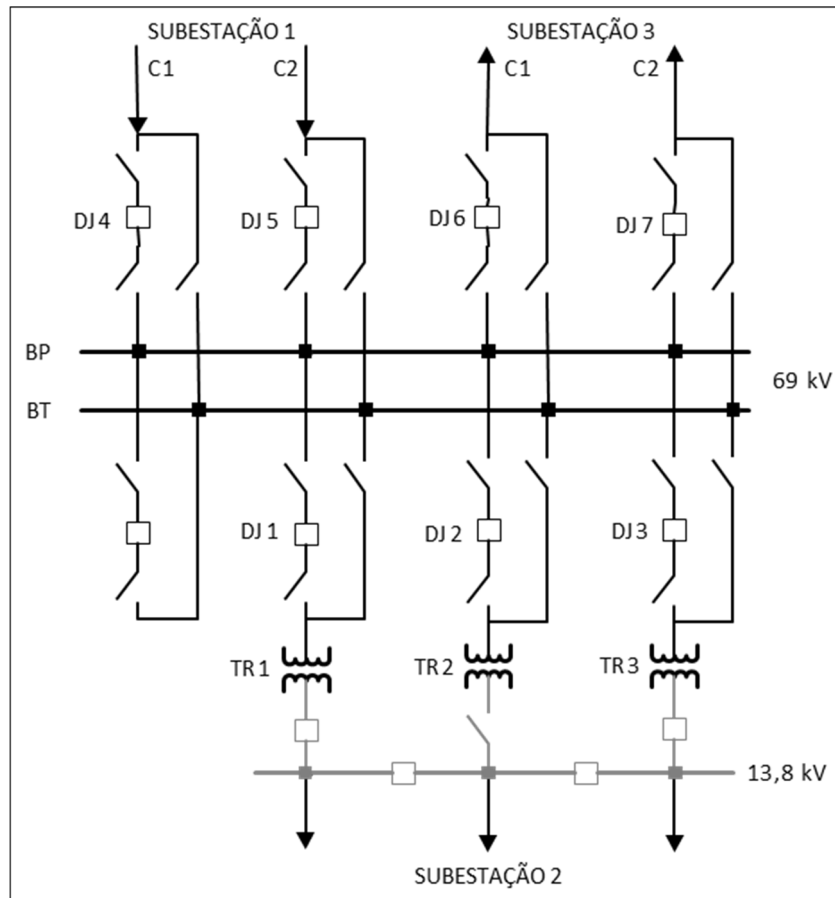
A configuração de barras da SUBESTAÇÃO 1, apresentado na **Figura 4-57**, é em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves. É padrão do ONS para os pátios de interface com a Rede Básica para tensão de até 230 kV. Atualmente a SUBESTAÇÃO 1 opera com a barra B1 conectando todos os bays, enquanto a barra B2 permanece em *stand-by*. A SUBESTAÇÃO 1 possui 4 bays para transformadores 230/69kV, 5 bays para entrada/saídas de linhas, 3 bays para transformadores 69/13,8kV e 1 bay para seccionamento/transferência entre barras.



A **Figura 4-58** apresenta a configuração de barras da SUBESTAÇÃO 2, do tipo barra principal e barra de transferência, comumente aplicada nos sistemas de subtransmissão. A SUBESTAÇÃO 2 possui 4 bays de entrada/saída de linhas, 3 bays para transformadores 69/13,8kV e 1 bay de transferência de barras.

Como o barramento da SUBESTAÇÃO 2 secciona a alimentação que vem da SUBESTAÇÃO 1, ela é responsável por manter as cargas das SEs SUBESTAÇÃO 3 e SUBESTAÇÃO 4.

Figura 4-58 Arranjo da SUBESTAÇÃO 2

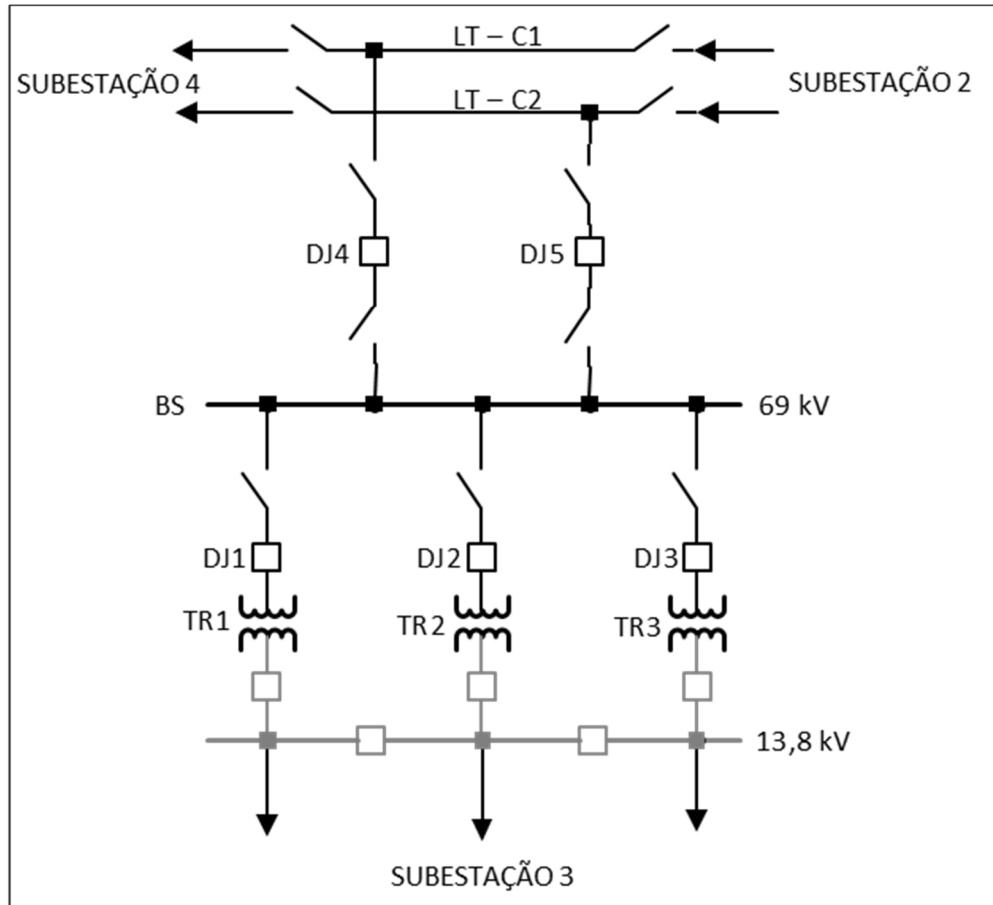


A configuração de barra da SUBESTAÇÃO 3 é do tipo barra simples em derivação dupla (tape duplo). Este padrão de derivação é também muito utilizado em outras empresas, no sistema de distribuição em alta tensão, pois evita a construção de bays de entradas/saídas de linhas em subestações. É uma SE típica de distribuição.

A manutenção nos disjuntores dos transformadores fica condicionada à oportunidade da manutenção nos transformadores ou em seu desligamento. Para uma demanda de até 53 MVA, dois transformadores são suficientes e as manutenções ou reparos podem ser executados sem sobrecarga ou necessidades de remanejamentos via sistema de distribuição.

A SUBESTAÇÃO 3 possui 2 bays para entradas/saídas de linha e 3 bays para transformadores 69/13,8kV, conforme apresentado na **Figura 4-59**.

Figura 4-59 Arranjo da SUBESTAÇÃO 3



A SUBESTAÇÃO 4 possui configuração de barra do tipo principal e transferência, 2 bays para entradas/saídas de linha, 1 bay para transformador 69/13,8kV e 1 bay de transferência de barras, demonstrado na **Figura 4-60**. A SUBESTAÇÃO 6 possui arranjo e proporções parecidas com a SUBESTAÇÃO 4, porém atualmente é alimentada por somente 1 circuito de linha, o que torna seus indicadores reféns de um bom desempenho desse circuito. A SUBESTAÇÃO 6 possui ainda mais 2 bays para transformadores 69/13,8kV e 1 bay de transferência de barras. Apresentado na **Figura 4-61**.

Figura 4-60 Arranjo da SUBESTAÇÃO 4

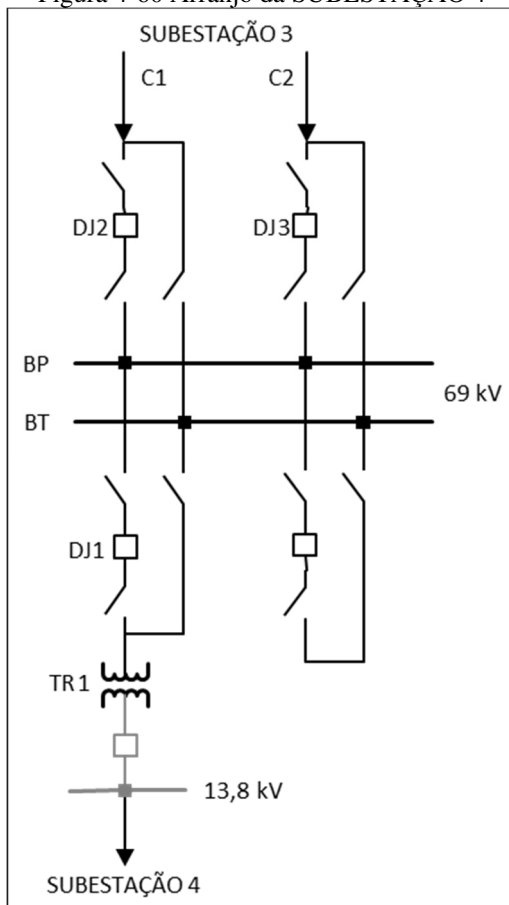
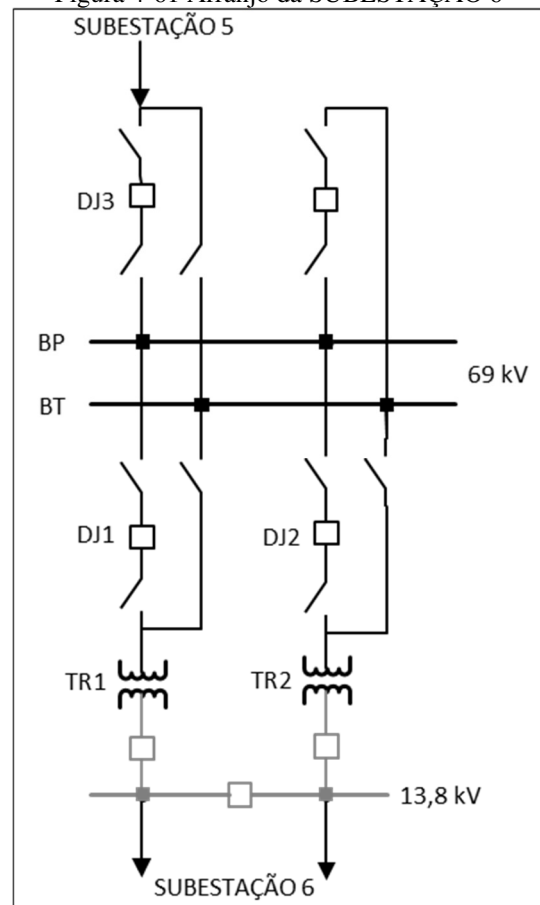
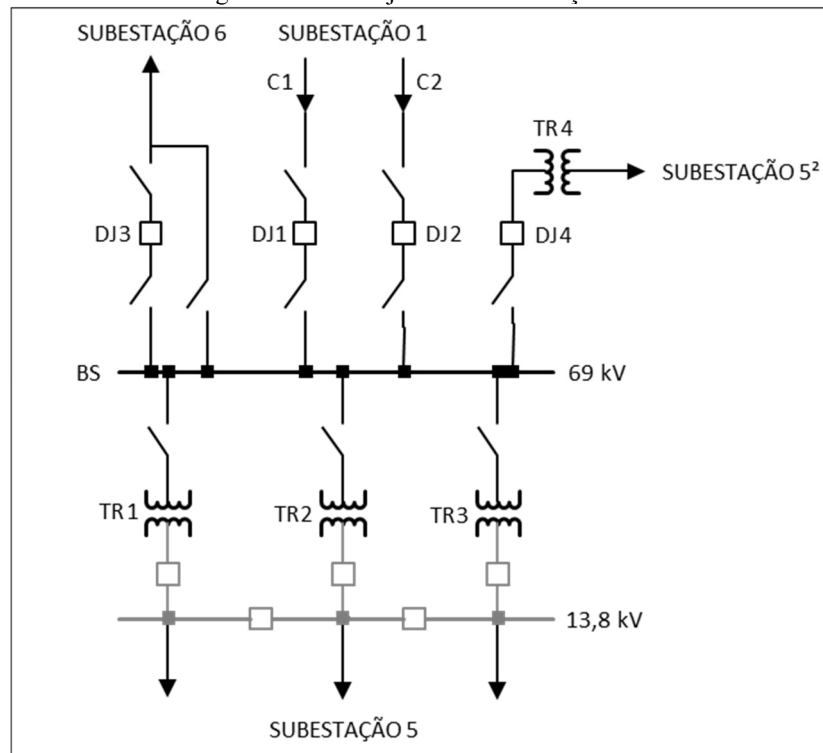


Figura 4-61 Arranjo da SUBESTAÇÃO 6



A SUBESTAÇÃO 5 possui configuração de barra do tipo barra simples, sendo que os bay dos transformadores 69/13,8kV não possuem disjuntores exclusivos. A SUBESTAÇÃO 5 possui 3 entradas/saídas de circuitos de linha, sendo que um deles é responsável pelo atendimento da SUBESTAÇÃO 6. Possui 3 bays de transformadores 69/13,8kV e 1 bay de 69/34,5kV, este último destinado ao atendimento de uma subestação externa a esse sistema, por simplicidade, denominada de SE 5². A SUBESTAÇÃO 5 é, atualmente, a mais carregada do Sistema Teste em 69kV, com demanda de 68 MVA e 36.000 consumidores. Seu diagrama unifilar está representado na **Figura 4-62**.

Figura 4-62 Arranjo da SUBESTAÇÃO 5



Na **Tabela 4-16** estão descritas as cargas nas subestações desse sistema e os transformadores em cada SE. Os números de consumidores e carregamentos foram, convenientemente, divididos em *pontos de controle*, para que pudessem ser monitorados e comparados ao longo das simulações envolvendo os diferentes cenários de topologia propostas.

Tabela 4-16 Dados das Cargas e Subestações para Sistema de Distribuição em Alta Tensão

Ponto de Controle	Carga	Consumidores	Transformadores	
			Nº	MVA
(SE 1 ¹)	15.95	05.685	-	26,6
(SE 1 ²)	45.93	29.623	3	
(SE 2)	53.14	36.545	3	26,6
(SE 3)	47.91	21.705	3	26,6
(SE 4)	20.81	06.308	1	26,6
(SE 5 ¹)	06.43	02.231	1	26,6
(SE 5 ²)	62.29	33.654	3	
(SE 6)	21.46	05.180	2	26,6

Na sequência, a **Tabela 4-17** apresenta as características das linhas de distribuição que conectam as SEs desse sistema. A maioria das linhas que conectam as SEs possuem 2 circuitos na mesma estrutura, porém abaixo são apresentadas as características individuais de cada circuito. Considera-se também que a falha de ambos os circuitos, como exemplo, a queda de uma estrutura que suportam ambos, como uma contingência dupla. Nesse trabalho, tratando

somente de contingências simples, não são previstas falhas dessa maneira, o que na prática também ocorre, já que falhas estruturais desse tipo possuem uma taxa de ocorrência extremamente pequena e, apesar do alto impacto, não governam os indicadores de continuidade do sistema.

Tabela 4-17 Dados das Linhas para Sistema de Distribuição em Alta Tensão

N°	Trecho	Comp. km	Cabo MCM	Limite MVA	Parâmetros Elétricos		
					R1	X1	B1
LT1	SE 1 – SE 2	5,70	477	76,4	1,58519	5,18435	0,0923
LT2	SE 2 – SE 3	7,80	477	76,4	2,26032	7,39243	0,1317
LT3	SE 3 – SE 4	14,40	477	76,4	4,63758	15,16816	0,2702
LT4	SE 1 – SE 5	13,00	477	76,4	3,68677	12,05800	0,2148
LT5	SE 5 – SE 6	1,97	477	76,4	0,88067	2,88020	0,0513
LT6	SE 7 – SE 6	17,70	636	90	3,90723	16,58989	0,3104
LT7	SE 4 – SE 6	8,00	477	76,4	2,22483	7,27621	0,12954

Na **Tabela 4-18** são apresentados os dados característicos dos equipamentos utilizados ao longo das simulações. Para esse exemplo, não serão considerados efeitos de manutenção dos equipamentos, somente efeitos de falhas ativas, ou seja, aquelas que sensibilizam os esquemas de proteção e atuação de disjuntores.

Tabela 4-18 Dados dos Equipamentos para Sistema de Distribuição em Alta Tensão

Tipo de Componente	Taxa de Falha [ano ⁻¹]	Tempo Médio de Reparo [Horas]	Tempo Médio de Manobra [Horas]	Capacidade [MVA]
Barramento	0,0054	19,9	-	-
Disjuntor	0,0103	15,0	0,0	100,0
Chave	0,0059	24,9	2,0	100,0
Transformador	0,0486	32,2	-	-
Linha/100km	0,8450	11,4	-	-

Devido as naturezas dos desligamentos que ocorrem em linhas de distribuição e transmissão de energia elétrica, comumente as falhas são classificadas entre *permanentes* e *transitórias*, associadas a ocorrência, ou não, de desligamentos permanentes, conforme designação apresentada pela ANEEL, ou seja, com durações igual ou superior a 3 minutos para os sistemas de distribuição. Aqui nesse trabalho são consideradas somente as taxas de falhas para eventos permanentes, ou seja, que causam, frente a regulação, interrupções de energia.

4.3.1 Sistema TESTE 69kV versão R0

A versão R0 é a versão de referência para todos os indicadores. Todas as demais versões serão comparadas aos indicadores desta. Da **Figura 4-56** é possível entender como o sistema opera nessa versão inicial. Há 2 sistemas em 69kV, radiais, alimentados pela SUBESTAÇÃO 1. Um sistema vai até a SUBESTAÇÃO 4, sendo seccionado na SUBESTAÇÃO 2 e derivando para a SUBESTAÇÃO 3. O outro sistema vai à SUBESTAÇÃO 6, seccionado pela SUBESTAÇÃO 5. Nas **Figura 4-63** até **Figura 4-66**, são apresentados os grafos gerados pela aplicação. A nitidez não é clara, como os grafos dos exemplos anteriores, devido ao grande volume de nós e ramos representados, porém pode-se observar os dois ramos que partem da SUBESTAÇÃO 1, a partir da **Figura 4-64**.

Figura 4-63 Sistema TESTE 69kV R0 - Sistema

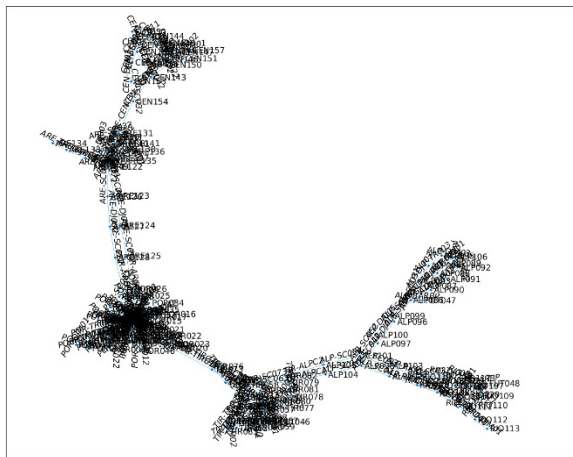


Figura 4-64 Sistema TESTE 69kV R0 - Operação Inicial

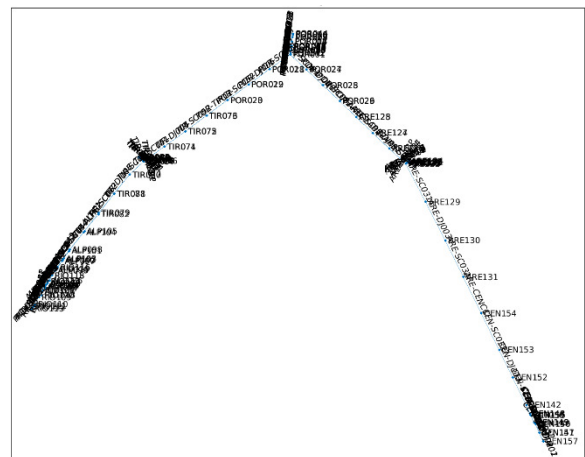


Figura 4-65 Sistema TESTE 69kV R0 - Pós-Defeito

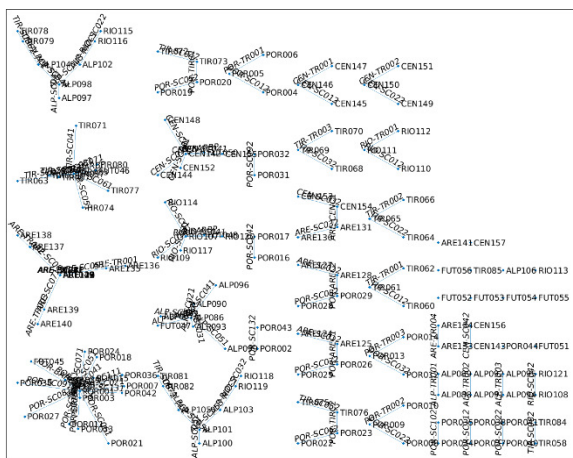
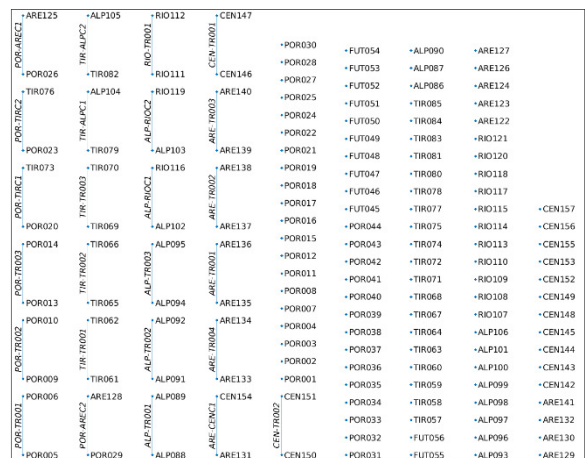


Figura 4-66 Sistema TESTE 69kV R0 - Pós-Manobra



Na **Tabela 4-19** estão os principais indicadores calculados para esse sistema, nessa versão inicial, para todo o sistema (*TOTAL*) e também em cada ponto de controle, com seus respectivos valores (*Val*) individuais por ponto e qual a contribuição (*Cont*) desse ponto de controle para o indicador total do sistema para essa versão.

Tabela 4-19 Simulação por Ponto de Controle – Sistema TESTE 69kV – versão R0

PC	FEC ano ⁻¹			DEC horas/ano			CHI horas/ano			PNS MW		
	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)
TOTAL	-	0,408	100%	-	2,710	100%	-	383000	100%	-	118,0	100%
SE 1 ¹	0,212	0,009	100%	0,559	0,023	100%	3180	3180	100%	3,380	3,380	100%
SE 1 ²	0,206	0,043	100%	0,412	0,087	100%	12200	12200	100%	9,460	9,460	100%
SE 2	0,433	0,112	100%	2,900	0,752	100%	106000	106000	100%	23,000	23,000	100%
SE 3	0,428	0,066	100%	3,230	0,498	100%	70100	70100	100%	20,500	20,500	100%
SE 4	0,527	0,024	100%	5,900	0,264	100%	37200	37200	100%	11,000	11,000	100%
SE 5 ¹	0,762	0,012	100%	7,220	0,114	100%	16100	16100	100%	4,900	4,900	100%
SE 5 ²	0,485	0,116	100%	3,420	0,816	100%	115000	115000	100%	30,200	30,200	100%
SE 6	0,715	0,026	100%	4,380	0,161	100%	22700	22700	100%	15,300	15,300	100%

Pode-se observar que a SUBESTAÇÃO 5, no ponto de controle SE 5² que atende 2.231 unidades consumidoras de uma subestação externa, através de seu TR4, conforme **Figura 4-62**, é a que possui o pior atendimento ao fornecimento de energia, visto que possui os maiores valores de FEC e DEC. Isso ocorre pelo arranjo da SUBESTAÇÃO 5 em barra simples e pelo TR4 ser o único transformador a atender essas cargas.

A SUBESTAÇÃO 6 também apresenta uma alta frequência aos desligamentos, visto que atendida de forma totalmente radial pelo arranjo de barras simples da SUBESTAÇÃO 5.

As unidades consumidoras atendidas pela SUBESTAÇÃO 1, através dos pontos de controle SE 1¹ e SE 1², possuem, inicialmente, os melhores indicadores de continuidade do fornecimento. A proximidade desses consumidores do sistema de transmissão, associado ao arranjo da SUBESTAÇÃO 1, favorece a manutenção da continuidade do serviço.

4.3.2 Sistema TESTE 69kV versão R1

Para a versão R1, com grafos demonstrados das **Figura 4-67** à **Figura 4-70**, é considerada uma nova interligação do sistema de transmissão através de uma nova subestação conversora 230kV/69kV. Essa nova subestação, denominada de SUBESTAÇÃO 7 será

conectada nos barramentos de 69kV da SUBESTAÇÃO 6 através de 2 circuitos denominados de LT6 conforme **Figura 4-56**.

Figura 4-67 Sistema TESTE 69kV R1 - Sistema

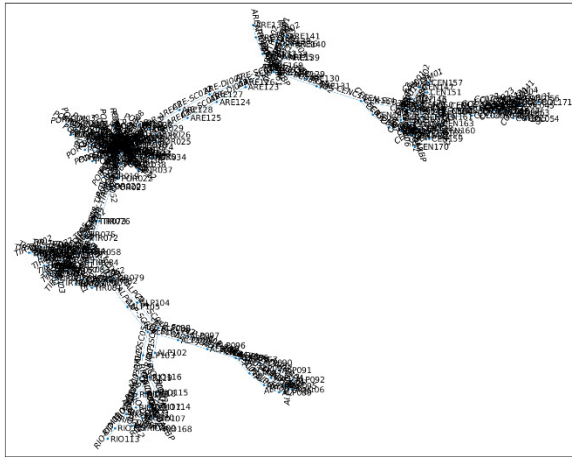


Figura 4-68 Sistema TESTE 69kV R1 - Operação Inicial

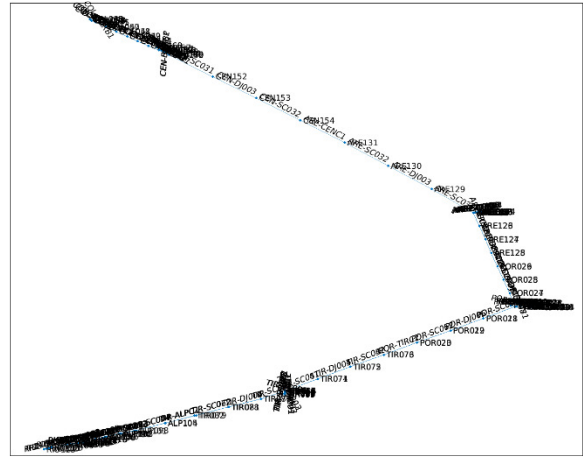


Figura 4-69 Sistema TESTE 69kV R1 - Pós-Defeito

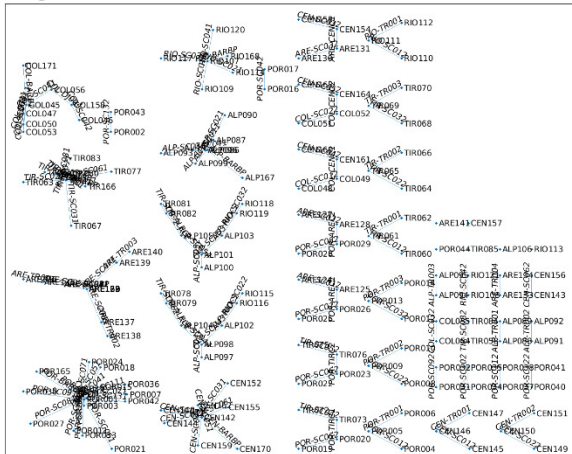
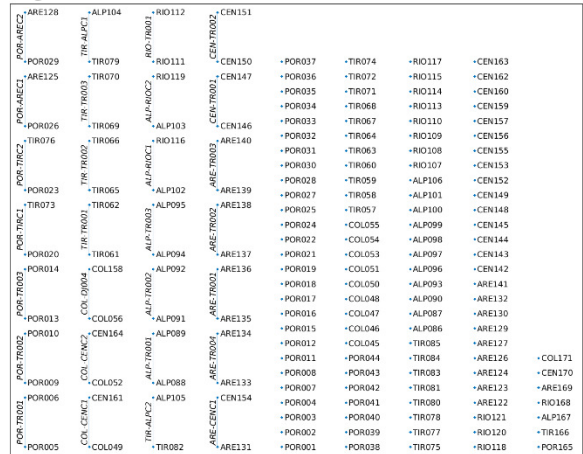


Figura 4-70 Sistema TESTE 69kV R1 - Pós-Manobra



A seguir, na **Tabela 4-20** estão os indicadores calculados para essa versão do sistema, em cada ponto de controle e também de forma totalizada.

Tabela 4-20 Simulação por Ponto de Controle – Sistema TESTE 69kV – versão R1

PC	FEC ano ⁻¹			DEC horas/ano			CHI horas/ano			PNS MW		
	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)
TOTAL	-	0,309	76%	-	2,20	81%	-	310000	81%	-	85,2	72%
SE 1 ¹	0,212	0,009	100%	0,559	0,023	100%	3180	3180	100%	3,380	3,380	100%
SE 1 ²	0,206	0,043	100%	0,412	0,087	100%	12200	12200	100%	9,460	9,460	100%
SE 2	0,362	0,094	84%	2,390	0,621	83%	87500	87500	83%	19,300	19,300	84%
SE 3	0,479	0,074	112%	3,520	0,541	109%	76300	76300	109%	22,900	22,900	112%
SE 4	0,565	0,025	107%	6,370	0,285	108%	40200	40200	108%	11,800	11,800	107%
SE 5 ¹	0,283	0,004	37%	3,350	0,053	46%	7470	7470	46%	1,820	1,820	37%
SE 5 ²	0,234	0,056	48%	2,300	0,549	67%	77400	77400	67%	14,600	14,600	48%
SE 6	0,093	0,003	13%	1,170	0,043	27%	6080	6080	27%	1,990	1,990	13%

De forma geral, o sistema apresentou uma melhora em seus indicadores de continuidade, porém a melhora se pronuncia nos pontos de controle mais próximos da nova conexão. A SUBESTAÇÃO 6, que antes apresentava valores de FEC e DEC acima da média para o sistema, reduziu respectivamente em 87% e 73% os valores dos indicadores. Esse reflexo se estendeu à SUBESTAÇÃO 5, que agora possui 2 fontes capazes de suprir sua demanda.

Há uma aparente piora nos indicadores da SUBESTAÇÃO 3 e SUBESTAÇÃO 4. Porém, não se esperava que se criasse nenhuma piora nos indicadores do outro ramo do sistema, pois a nova fonte da SUBESTAÇÃO 7 é seccionada pela SUBESTAÇÃO 1, antes de contribuir para o ramo SUBESTAÇÃO 2 /SUBESTAÇÃO 3 / SUBESTAÇÃO 4. Ao investigar o fato, se constatou que na realidade ocorreu uma melhora no atendimento desse trecho do sistema, pois ao avaliar a totalidade da variação das contribuições para esses 3 pontos de controle, todas foram negativas, ou seja, apresentando uma diminuição da descontinuidade. O aumento em determinadas barras ocorreu, pois, o algoritmo, ao estabelecer os cortes de cargas devido a falha do Circuito 2 da LT 69kV SUBESTAÇÃO 1 – SUBESTAÇÃO 2 (LT1-C2), ora escolheu por priorizar unidades consumidoras da SUBESTAÇÃO 3, ora escolheu pelas unidades da SUBESTAÇÃO 2. Se deu pelo fato de que não há uma prioridade, a nível de consumidores, para o atendimento e o algoritmo de otimização, nesses casos, pode convergir para soluções diferentes ao se deparar com situações iguais.

4.3.3 Sistema TESTE 69kV versão A1

A versão A1 desse sistema considera a condição apresentada na versão R1 e também uma interligação, através de um único circuito de linha de distribuição em 69kV, das SUBESTAÇÃO 6 e SUBESTAÇÃO 4, denominado de LT7 conforme **Figura 4-56**. Essa alternativa leva mais segurança para o ramo SUBESTAÇÃO 2 /SUBESTAÇÃO 3 / SUBESTAÇÃO 4, uma vez que, ao estabelecer um sistema em 69kV operando, mesmo que como em um anel aberto, nenhum ponto de controle fica susceptível a uma interrupção total devido a saída de linha de distribuição. Os grafos para demonstrar essa versão seguem entre as **Figura 4-71** e **Figura 4-74**, a seguir.

Figura 4-71 Sistema TESTE 69kV A1 - Sistema

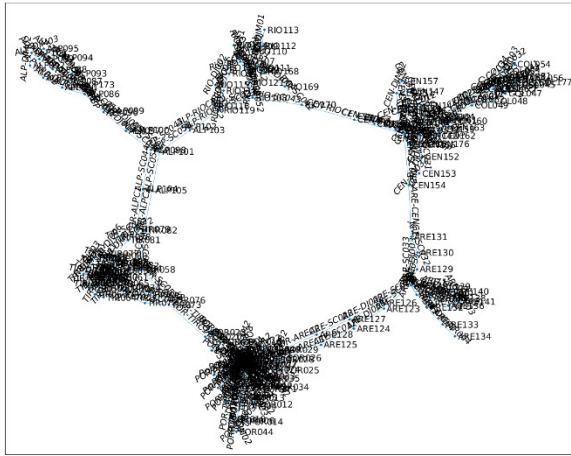


Figura 4-72 Sistema TESTE 69kV A1 - Operação Inicial

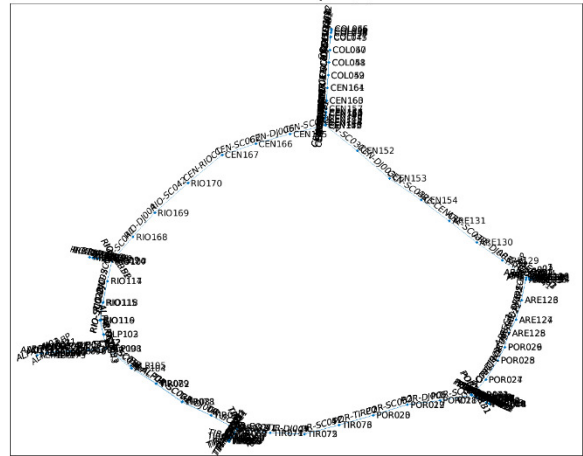


Figura 4-73 Sistema TESTE 69kV A1 - Pós-Defeito

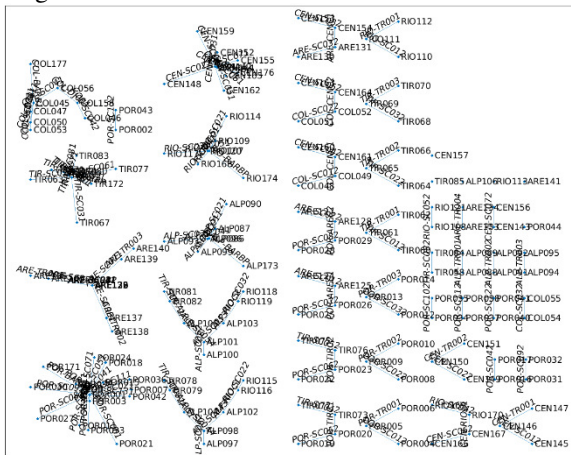
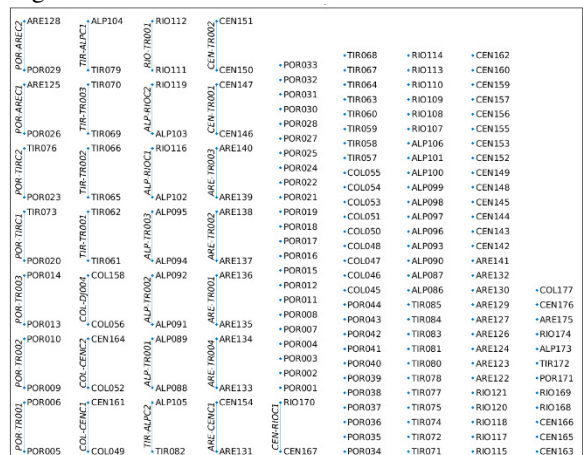


Figura 4-74 Sistema TESTE 69kV A1 - Pós-Manobra



Da **Figura 4-71** é possível visualizar agora que o sistema possui a topologia de um anel. Da **Figura 4-72** também, assim como na anterior, é possível verificar que o sistema está operando na condição de um anel fechado. Essa configuração, por vezes, é evitada em SDATs que possuem mais de uma interface com o sistema de transmissão, pois um volume considerável de energia pode passar por esse sistema, além do aumento significativo dos níveis de curto-circuito.

A configuração de operação mais usual nesses casos é operar com um disjuntor aberto, abrindo o elo e transformando o sistema em operação radial novamente, porém que pode ser facilmente manobrado e unidades consumidores podem ser igualmente, de forma ágil, energizadas, face a contingências no sistema de distribuição.

Já os indicadores apresentados na **Tabela 4-21** demonstram a eficiência dessa ligação, principalmente na melhora da continuidade do fornecimento nas unidades do ramo

SUBESTAÇÃO 2 /SUBESTAÇÃO 3 / SUBESTAÇÃO 4. Um pequeno aumento nos indicadores da SUBESTAÇÃO 6 é sentido, já que mais um modo de falha, capaz de desligar todo seu barramento, foi inserido. Essa análise também se estende à SUBESTAÇÃO 5. Porém, de forma geral, todo o sistema de distribuição em 69kV reduziu o FEC em 47% e o DEC em 40%.

Tabela 4-21 Simulação por Ponto de Controle – Sistema TESTE 69kV – versão A1

PC	FEC ano ⁻¹			DEC horas/ano			CHI horas/ano			PNS MW		
	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)
TOTAL	-	0,258	63%	-	1,62	60%	-	229000	60%	-	69,5	59%
SE 1 ¹	0,212	0,009	100%	0,559	0,023	100%	3180	3180	100%	3,380	3,380	100%
SE 1 ²	0,206	0,043	100%	0,412	0,087	100%	12200	12200	100%	9,460	9,460	100%
SE 2	0,288	0,075	67%	1,860	0,482	64%	67900	67900	64%	15,300	15,300	67%
SE 3	0,268	0,041	63%	1,380	0,212	43%	29900	29900	43%	12,800	12,800	62%
SE 4	0,302	0,014	57%	3,170	0,142	54%	20000	20000	54%	6,280	6,280	57%
SE 5 ¹	0,356	0,006	47%	3,490	0,055	49%	7800	7800	48%	2,290	2,290	47%
SE 5 ²	0,282	0,067	58%	2,400	0,572	70%	80600	80600	70%	17,600	17,600	58%
SE 6	0,109	0,004	15%	1,350	0,050	31%	7010	7010	31%	2,330	2,330	15%

4.3.4 Sistema TESTE 69kV versão A2

Conforme apresentado em 4.3, a SUBESTAÇÃO 1, apesar de possuir configuração de barra dupla, opera com todos os bays em somente uma barra, enquanto a outra fica em *stand-by*. Para a versão A2, é considerada a versão A1, porém admitindo uma divisão das cargas entre as barras B1 e B2 da SUBESTAÇÃO 1.

A sequência de imagens a seguir foi realizada para o melhor entendimento da mudança realizada. Na **Figura 4-75** foi apresentado o esquema de operação da SUBESTAÇÃO 1 na versão R0. Nessa situação todos os ramos em operação estão conectados ao nó da BARRA 1. Já na **Figura 4-76** é possível observar que há 2 nós na SUBESTAÇÃO 1 com grande número de conexões, são as barras B1 e B2. Conforme **Figura 4-77** pode-se observar que essas barras se conectam por um bay de interligação de barras, através do equipamento DJ013.

Tabela 4-22 Simulação por Ponto de Controle – Sistema TESTE 69kV – versão A2

PC	FEC ano ⁻¹			DEC horas/ano			CHI horas/ano			PNS MW		
	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)
TOTAL	-	0,174	43%	-	1,45	54%	-	205000	54%	-	47,7	40%
SE 1 ¹	0,157	0,006	74%	0,450	0,018	80%	2560	2560	81%	2,510	2,510	74%
SE 1 ²	0,151	0,032	73%	0,303	0,064	74%	8970	8970	74%	6,960	6,960	74%
SE 2	0,150	0,039	35%	1,580	0,410	55%	57800	57800	55%	7,980	7,980	35%
SE 3	0,131	0,020	31%	1,100	0,170	34%	24000	24000	34%	6,280	6,280	31%
SE 4	0,217	0,010	41%	3,000	0,134	51%	18900	18900	51%	4,520	4,520	41%
SE 5 ¹	0,293	0,005	38%	3,370	0,053	47%	7510	7510	47%	1,880	1,880	38%
SE 5 ²	0,244	0,058	50%	2,320	0,554	68%	78000	78000	68%	15,200	15,200	50%
SE 6	0,109	0,004	15%	1,350	0,050	31%	7010	7010	31%	2,330	2,330	15%

4.3.5 Sistema TESTE 69kV versão A3

A versão A3 considera a configuração apresentada na versão anterior, A2, porém, incrementa na SUBESTAÇÃO 5 disjuntores de alta tensão nos bays dos transformadores, acompanhados de suas respectivas seccionadoras. A diferença nos grafos criados para representação dos bays de transformadores da SUBESTAÇÃO 5 segue na sequência. A **Figura 4-78** apresenta a situação original dos bays, conforme versão A2, representada na **Figura 4-62**. Na **Figura 4-79** pode-se observar que foram adicionadas as chaves SC051, SC061, SC071 e os disjuntores DJ005, DJ006 e DJ007, respectivamente aos bays dos TR001, TR002 e TR003.

Figura 4-78 - Bays Transformadores SUBESTAÇÃO 5 - Original

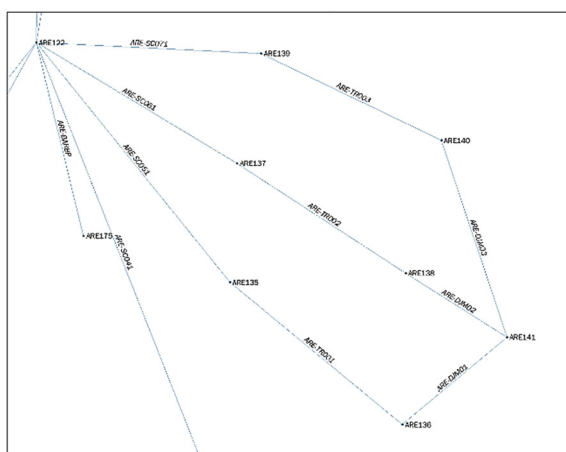
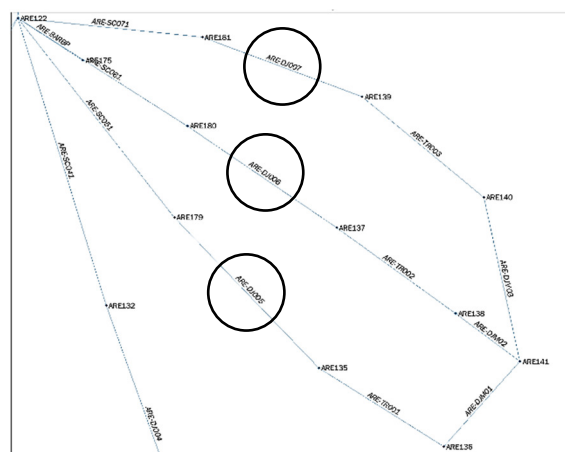


Figura 4-79 - Bays Transformadores SUBESTAÇÃO 5 - Com Disjuntores



A solução apresentada nessa alternativa visa, unicamente, melhorar as condições de atendimento dos consumidores atendidos pelo barramento da SUBESTAÇÃO 5. Isso ocorre,

pois, com a entrada da SUBESTAÇÃO 7, numa eventual falha dos transformadores da SUBESTAÇÃO 5, na situação ainda sem disjuntores a montante, não haveria interrupção para nenhuma outra SE, a não ser o isolamento total do barramento da SUBESTAÇÃO 5 até que se isole o transformador em falha. Com a entrada dos disjuntores, há seletividade, com a possibilidade de implementação de relés para proteção diferencial nos transformadores, coordenando os disjuntores do setor de média tensão com os de alta tensão.

Conforme apresentado na **Tabela 4-23**, se nota a melhora em ambos os pontos de controle da SUBESTAÇÃO 5, já que as falhas nos transformadores não contribuem para o desligamento total da subestação.

Tabela 4-23 Simulação por Ponto de Controle – Sistema TESTE 69kV – versão A3

PC	FEC ano ⁻¹			DEC horas/ano			CHI horas/ano			PNS MW		
	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)
TOTAL	-	0,150	37%	-	1,41	52%	-	199000	52%	-	41,1	35%
SE 1 ¹	0,157	0,006	74%	0,450	0,018	80%	2560	2560	81%	2,510	2,510	74%
SE 1 ²	0,151	0,032	73%	0,303	0,064	74%	8970	8970	74%	6,960	6,960	74%
SE 2	0,150	0,039	35%	1,580	0,410	55%	57800	57800	55%	7,980	7,980	35%
SE 3	0,131	0,020	31%	1,100	0,170	34%	24000	24000	34%	6,280	6,280	31%
SE 4	0,217	0,010	41%	3,000	0,134	51%	18900	18900	51%	4,520	4,520	41%
SE 5 ¹	0,178	0,003	23%	3,140	0,050	44%	7000	7000	43%	1,140	1,140	23%
SE 5 ²	0,150	0,036	31%	2,160	0,515	63%	72600	72600	63%	9,360	9,360	31%
SE 6	0,109	0,004	15%	1,350	0,050	31%	7010	7010	31%	2,330	2,330	15%

4.3.6 Sistema TESTE 69kV versão A4

A alternativa A4 mantém as mudanças realizadas até a versão A3, porém adiciona chaves de by-pass aos bays dos transformadores da SUBESTAÇÃO 5 e SUBESTAÇÃO 3, já que ambas possuem barramento simples e nenhuma possibilidade de alternativa de manobra para os equipamentos dos bays dos transformadores, havendo a perda da capacidade de transformação do bay com a falha de uma seccionadora ou disjuntor de alta tensão.

Os grafos apresentados nas **Figura 4-80** à **Figura 4-83**, a partir dos dados de entrada, pelo simulador desenvolvido para esse trabalho, apresentam a diferença entre as topologias das SEs SUBESTAÇÃO 5 e SUBESTAÇÃO 3 após a entrada das chaves de by-pass nos bay dos transformadores. Para SUBESTAÇÃO 5, respectivamente para os bays dos TR-01, TR-02, TR-03 e TR-04, foram inseridas as chaves SC-53, SC-63, SC-73 e SC-43. Para a SUBESTAÇÃO

Tabela 4-24 Simulação por Ponto de Controle – Sistema TESTE 69kV – versão A4

PC	FEC ano ⁻¹			DEC horas/ano			CHI horas/ano			PNS MW		
	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)
TOTAL	-	0,148	36%	-	1,42	51%	-	199657	51%	-	39,88	34%
SE 1 ¹	0,157	0,006	74%	0,449	0,018	80%	2554	2554	80%	2,5057	2,506	74%
SE 1 ²	0,151	0,032	73%	0,302	0,064	73%	8958	8958	73%	6,9446	6,945	73%
SE 2	0,153	0,040	35%	1,590	0,412	55%	58087	58087	55%	8,1499	8,150	35%
SE 3	0,130	0,020	30%	1,102	0,170	34%	23911	23911	34%	6,2197	6,220	30%
SE 4	0,148	0,007	28%	2,863	0,128	49%	18059	18059	49%	3,0861	3,086	28%
SE 5 ¹	0,173	0,003	23%	3,207	0,051	44%	7154	7154	44%	1,1143	1,114	23%
SE 5 ²	0,153	0,037	32%	2,197	0,525	64%	73926	73926	64%	9,5279	9,528	32%
SE 6	0,109	0,004	15%	1,353	0,050	31%	7008	7008	31%	2,3284	2,328	15%

4.3.7 Sistema TESTE 69kV versão B1

A versão B1 para alternativa a esse sistema, considera a solução radial, conforme a versão R1, porém apresenta as mesmas melhorias descritas nas versões A2, A3 e A4, ou seja, não há uma interligação entre as SEs SUBESTAÇÃO 6 e SUBESTAÇÃO 4, porém há mudanças na configuração de operação dos barramentos da SUBESTAÇÃO 1 e melhoramentos nas SEs SUBESTAÇÃO 5 e SUBESTAÇÃO 3, que operavam inicialmente em barra simples, sem esquemas individuais de proteção nos transformadores e também sem possibilidades de manobra nos bays dos próprios transformadores.

Portanto, o sistema está apresentando as condições demonstradas na **Figura 4-67**, **Figura 4-75**, **Figura 4-81** e **Figura 4-83**. A comparação do desempenho pode ser realizada através da **Tabela 4-25**, a seguir.

Tabela 4-25 Simulação por Ponto de Controle – Sistema TESTE 69kV – versão B1

PC	FEC ano ⁻¹			DEC horas/ano			CHI horas/ano			PNS MW		
	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)
TOTAL	-	0,223	55%	-	2,083	77%	-	293599	77%	-	61,98	53%
SE 1 ¹	0,157	0,006	74%	0,449	0,018	80%	2554	2554	80%	2,5057	2,506	74%
SE 1 ²	0,151	0,032	73%	0,302	0,064	73%	8958	8958	73%	6,9446	6,945	73%
SE 2	0,265	0,069	61%	2,155	0,559	74%	78753	78753	74%	14,090	14,090	61%
SE 3	0,380	0,058	89%	3,700	0,570	115%	80310	80310	115%	18,192	18,192	89%
SE 4	0,397	0,018	75%	5,796	0,259	98%	36558	36558	98%	8,2671	8,267	75%
SE 5 ¹	0,173	0,003	23%	3,207	0,051	44%	7154	7154	44%	1,1143	1,114	23%
SE 5 ²	0,143	0,034	29%	2,176	0,520	64%	73233	73233	64%	8,8863	8,886	29%
SE 6	0,092	0,003	13%	1,174	0,043	27%	6079	6079	27%	1,9808	1,981	13%

A versão B1 também apresentou uma melhora significativa nos indicadores de continuidade do sistema e, de forma geral, apresentou melhora nos indicadores de todas as barras de unidades consumidoras.

4.3.8 Comparação dos resultados

A **Tabela 4-26** apresenta os valores para as alternativas apresentados em todas as versões do Sistema TESTE, em 69kV. Todas as alternativas apresentam ganhos em relação a sua configuração inicial R0.

Tabela 4-26 Comparação de Resultados para Versões do Sistema TESTE 69kV

Alternativa	FEC ano ⁻¹		DEC horas/ano		CHI horas/ano		PNS MW	
	Valor	(%)	Valor	(%)	Valor	(%)	Valor	(%)
R0	0,408	100%	2,71	100%	383.000	100%	118,0	100%
R1	0,309	76%	2,20	81%	310.000	81%	85,2	72%
A1	0,258	63%	1,62	60%	229.000	60%	69,5	59%
A2	0,174	43%	1,45	54%	205.000	54%	47,7	40%
A3	0,150	37%	1,41	51%	199.000	52%	41,1	35%
A4	0,148	36%	1,42	51%	199.657	52%	39,9	34%
B1	0,223	55%	2,08	77%	293.599	77%	61,9	53%

A análise comparativa reforça que diversas alternativas podem ser levadas em consideração quando da tentativa de nortear investimentos para melhoria de disponibilidade de sistemas elétricos. Especialmente em sistemas de distribuição em alta tensão, com diversas configurações possíveis de arranjos de subestações e maneiras de conexão de subestações nas linhas de distribuição. A comparação, avaliando os indicadores, é um subsídio para avaliações técnico-econômicas, onde o custo financeiro para execução de grandes obras pode ser associado às perdas de receitas devido as transgressões de indicadores de qualidade dos serviços prestados e também a mensuração do impacto médio da empresa sobre sua área de concessão, avaliando inclusive riscos associados aos danos de imagem sofridos, estando em um ambiente altamente competitivo e cada vez mais dependente da energia elétrica.

Capítulo 5 - Conclusão

5.1 Conclusões

Para suprir as necessidades da sociedade, o consumo de energia elétrica tem se intensificado cada vez mais, ao passo que o controle do setor de energia tem migrado das grandes empresas controladas pelo estado para a iniciativa privada, cabendo ao estado atuar como regulador do setor, apresentando contínuos desafios às empresas que assumem o controle de concessões de transmissão e distribuição de energia elétrica no território nacional.

A pressão criada pela fiscalização, aliada ao modelo capitalista de negócio dos controladores, cria um cenário extremamente competitivo e voltado para a operação eficiente, pressionando por soluções que aumentem a confiabilidade do sistema com o menor investimento necessário. Nessa vertente, acompanhando o desenvolvimento de novos produtos e equipamentos, cada vez mais confiáveis e de menor custo, ocorreu o despertar para as restrições operativas do sistema, associadas aos arranjos e suas configurações possíveis de remanejamento de carga e atendimento de ocorrências emergenciais.

Para avaliar a confiabilidade dos sistemas e poder comparar diversas propostas de melhorias, no âmbito técnico e econômico, este trabalho modelou os principais componentes presentes em um sistema elétrico de potência, destinado a transmitir e distribuir energia elétrica, através de equações clássicas de fluxo de potência linearizado, para que essas equações pudessem ser submetidas a problemas complexos de otimização, associando variáveis binárias a contínuas, promovendo restrições físicas e operativas, para que, finalmente, pudesse simular a operação de um sistema complexo, através de todas as alternativas possíveis de manobras necessárias para garantir o fornecimento aos consumidores.

Essas simulações, baseadas em equações e critérios de otimização, foram programadas para representar o comportamento de um sistema em todos os instantes que antecedem e sucedem uma falha. Os modelos *Pós-defeito* e *Pós-manobra* representaram as restrições para a recomposição do sistema, e mostraram a importância em se planejar e operar sistemas eficientes para a recomposição após falhas inesperadas.

O algoritmo implementado em MatLab foi capaz de modelar os sistemas utilizados como modelos, através da entrada padronizada de dados, em arranjos de grafos, além de aplicar

com sucesso a otimização da função objetivo que minimiza o impacto das falhas associando-a às condições de operação do sistema, suas condições de manobras, restrições de capacidades e restrições operativas. Por fim, esse trabalho apresentou a importância da análise da topologia do sistema e como a combinação de arranjos de subestações e conexões de linhas de energia podem ser estudadas para se tornarem mais eficientes do ponto de vista de promover a confiabilidade e de como estudos que visam uma avaliação sistêmica de confiabilidade podem ser úteis para a tomada de decisões de planejamento e operação de grandes sistemas de distribuição de alta tensão.

5.2 Sugestão para Trabalhos Futuros

Com o modelo proposto, novas vertentes e implementações podem ser realizadas, se utilizando de ferramentas mais completas de otimização e confiabilidade para a simulação de cenários cada vez mais realistas, aproximando cada vez mais os resultados da realidade esperada. Entre os dados, que aqui nesse trabalho foram tratados de forma mais simplista, pode-se destacar como sugestão para trabalhos futuros:

A implementação de alternativas para cálculo de fluxo de potência não linearizado, ou seja, composto por sua componente ativa e reativa. Dessa forma, além das restrições de fluxo, também podem ser monitoradas as restrições de tensão. Para isso seria necessário que os modelos das fontes e cargas fossem modificados e que uma solução para a incorporação de variáveis binárias a sistema de otimização composto por equações não lineares fosse prospectada.

A implementação de uma taxa de falha variável com o tempo para os componentes. Assim a representação do envelhecimento do sistema poderia ser monitorada de forma mais assertiva e poderia alertar para o ranqueamento de alternativas que observassem a perda da confiabilidade da operação desses sistemas em função de sua chegada ao final da vida útil.

A inclusão de subestações móveis aos modelos de subestações. Esses equipamentos têm se tornado cada vez mais importantes para a operação confiável e econômica de grandes sistemas. A locação ótima desses equipamentos, dentro das áreas de concessão das empresas de distribuição de energia, é investigada através de aspectos de confiabilidade como os quais

aqui representados e, portanto, compõem uma estratégia que pode ser modelada pela metodologia.

A implementação de modelos de carga mais complexos, considerando as variações temporais (diárias, semanais, mensais) de carregamento além das previsões para o crescimento vegetativo do consumo de energia. Esse modelo permitiria refletir melhor a confiabilidade do sistema ao longo de seu tempo de operação, considerando horizontes de planejamento estratégicos para as empresas do setor de distribuição e transmissão de energia elétrica.

Referências

- [1] R. E. BROWN, *Electric Power Distribution Reliability 2 Edition*, Taylor & Francis Group, LLC, 2009.
- [2] R. BILLINTON e R. ALLAN, *Reliability Evaluation of Electrical Systems 2 Edition*, New York: Plenum Press, 1996.
- [3] R. BAILEY, “Fundamental Plan of Power Supply in the Philadelphia Area,” *AIEE*, 1930.
- [4] A. P. FUGILL, “Combined Reliability and Economy in Operation on Large Electric Systems - The Detroit Edison Company,” *AIEE*, 1932.
- [5] R. E. DILLON, “Combined Reliability and Economy in Operation of Large Electric Systems - The Edison Electric Illumination Company of Boston,” *AIEE*, 1932.
- [6] J. W. ANDERSON e H. ESTRADA, “Combined Reliability and Economy in Operation of Large Electric Systems - Philadelphia Electric Company System,” *AIEE*, 1932.
- [7] L. L. PERRY e F. V. SMITH, “Combined Reliability and Economy in Operation of Large Electric Systems - Chicago District,” *AIEE*, 1932.
- [8] W. J. LYMAN, “Fundamental Considerations in Preparing a Master System Plan,” em *Electrical World*, 1933, pp. 788-792.
- [9] S. A. SMITH, “Spare Capacity Fixed by Probabilities of Outages,” 1934.
- [10] M. F. d. OLIVEIRA, “Reliability Evaluation of Electrical Systems,” 1976.
- [11] R. BILLINTON, “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power Systems Reliability Evaluation,” *IEEE*, 1972.
- [12] Z. G. TODD, “A probability Method for Transmission and Distribution Outage Calculations,” *IEEE*, 1964.
- [13] D. P. GAVER, F. E. MONTMEAT e A. D. PATTON, “Power System Reliability I - Measures of Reliability and Methods of Calculation,” *IEEE*, 1964.
- [14] R. BILLINTON e K. E. BOLLINGER, “Transmission System Reliability Evaluation Using Markov Processes,” *IEEE*, 1968.
- [15] R. BILLINTON, “Composite System Reliability Evaluation,” *IEEE*, 1969.
- [16] P. A. JENSEN e M. BELLMORE, “An Algorithm to Determine the Reliability of a Complex System,” *IEEE*, 1969.

- [17] J. ENDRENYI, P. C. MACNHAOUT e L. E. PAYNE, “Reliability Evaluation of Transmission Systems with Switching After Fault,” *IEEE*, 1973.
- [18] R. BILLINTON, “Distribution System Reliability Performance and Evaluation,” em *Electrical Power & Energy Systems*, 1988, pp. 190-200.
- [19] R. BILLINTON, A. M. LEITE DA SILVA, M. SCHILLING e M. A. EL-KADY, “Bibliography on Composite Systems Reliability 1964-1988,” *IEEE*, 1989.
- [20] R. P. BROADWATER, J. C. THOMPSON e T. E. McDERMOTT, “Pointers and Linked Lists in Electric Power Distribution Circuit Analysis,” *IEEE*, 1991.
- [21] R. BILLINTON e G. LIAN, “Monte Carlo Approach to Substation Reliability Evaluation,” *IEEE*, 1993.
- [22] R. BILLINTON e W. ZHANG, “Algorithm for Failure Frequency and Duration Assessment of composite Power Systems,” *IEEE*, 1998.
- [23] T. F. TSAO e H. C. CHANG, “Composite Reliability Evaluation Model for Different Types of Distribution Systems,” *IEEE*, 2003.
- [24] I. NACK, Artist, *Reliability of Substation Configurations*. [Art]. Iowa State University, 2005.
- [25] M. VEGA e H. G. SARMIENTO, “Algorithm to Evaluate Substation Reliability With Cut and Path Sets,” *IEEE*, 2008.
- [26] E. B. FISHER, R. P. O'NEILL e M. C. FERRIS, “Optimal Transmission Switching,” *IEEE*, 2008.
- [27] D. CHENG, D. ZHU, R. P. BROADWATER e S. LEE, “A graph trace based reliability analysis of electric power systems,” em *Electric Power Systems Research*, Elsevier, 2009, pp. 1321-1328.
- [28] D. KLEPPINGER, R. BROADWATER e C. SCIRBONA, “Generic reconfiguration for restoration,” em *Electric Power Systems Research*, Elsevier, 2010, pp. 287-295.
- [29] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “Módulo 1 - Introdução,” *PRODIST*, 26 12 2018.
- [30] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica,” *PRODIST*, 01 01 2018.

- [31] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, “Submódulo 2.8 - Gerenciamento dos Indicadores de Qualidade de Energia Elétrica da Rede Básica,” *PROREDE*, 16 12 2016.
- [32] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, “Submódulo 25.8 - Indicadores de Desempenho de Equipamentos e Linhas de Transmissão e das Funções Transmissão e Geração,” *PROREDE*, 16 12 2016.
- [33] “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices,” *IEEE Std 1366*, pp. 1-43, 2012.
- [34] R. BILLINTON e R. ALLAN, *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, New York: Plenum Press, 1992.
- [35] A. J. MONTICELLI, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*, Edgard Blücher Ltda, 1983.
- [36] J. Nocedal e S. J. Wright, *Springer Series in Operations Research and Financial Engineering - Numerical Optimization*, Springer, 2006.
- [37] D. M. Himmelblau, *Applied Nonlinear Programming*, Austin, Texas: McGraw-Hill, 1972.
- [38] D. G. Luenberger e Y. Ye, *International Series in Operation Research & Management Science - Linear and Nonlinear Programming*, Springer, 2003.