

**JOSUÉ BRATFICH PENTEADO**

**ANÁLISE DO DESEMPENHO DE  
SUBESTAÇÕES DE ENERGIA  
ELÉTRICA A PARTIR DE CRITÉRIOS  
DE CONFIABILIDADE**

São Carlos

2011



**JOSUÉ BRATFICH PENTEADO**

**ANÁLISE DO DESEMPENHO DE  
SUBESTAÇÕES DE ENERGIA  
ELÉTRICA A PARTIR DE CRITÉRIOS  
DE CONFIABILIDADE**

ORIENTADOR: Prof. Dr. Eduardo N. Asada

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
à Escola de Engenharia de São Carlos da  
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em  
Sistemas de Energia e Automação

São Carlos

2011

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento  
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

P419d           Penteado, Josué Bratfich.  
                  Análise do desempenho de subestações de energia  
                  elétrica a partir de critérios de confiabilidade. /  
                  Josué Bratfich Penteado ; orientador Eduardo Nobuhiro  
                  Asada -- São Carlos, 2011.

                  Monografia (Graduação em Elétrica com ênfase em  
                  Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia  
                  de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2011.

                  1. Subestações 2. Confiabilidade. 3. Análise de  
                  desempenho. 4. Distribuidoras de energia I. Título.

# FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Josué Bratfich Penteado

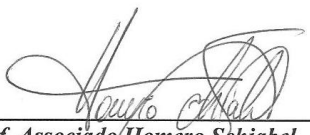
Título: “Análise do Desempenho de Subestações de Energia Elétrica a partir de Critérios de Confiabilidade”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado  
em 23 / 11 / 2011,

com NOTA 9,0 (nove , zero ), pela comissão julgadora:

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Mário Oleskovicz - EESC/USP

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. João Bosco Augusto London Jr. - EESC/USP

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Associado Homero Schiabel  
Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica  
EESC/USP



## Agradecimentos

Primeiramente gostaria de agradecer minha família, meus pais Gabriel e Raquel e meus irmãos Aline e Gabriel, pelo apoio e encorajamento. Olhar pra vocês durante os momentos difíceis me fez ter forças pra prosseguir até o fim.

Aos meus tios Gerson e Lídia, que foram figuras importantes nesse período final da graduação. Compartilhar um ano de convívio com vocês me fez aprender muito.

À minha namorada Vivian, quem mais sofreu junto comigo durante esse processo. Nunca serei grato o bastante por toda sua paciência e amor.

Aos amigos da Aliança Bíblica Universitária - ABUB, que me ensinaram e sempre me ajudam a lembrar que o mais importante depois desses cinco anos de estudo não é o diploma, e que as recompensas de todo esforço não virão aqui e nem agora.

Aos companheiros de curso que se tornaram grandes amigos.

Aos colegas da Elektro, especialmente André, Ernesto, Gustavo, Lincoln, Madjer e Pedro, pelo apoio técnico no desenvolvimento desse trabalho e por todas as lições aprendidas durante esse ano de estágio.

Aos professores e funcionários da Escola de Engenharia de São Carlos, em especial do departamento de Engenharia Elétrica.

Ao Professor Eduardo Asada pela orientação nesse trabalho.

E finalmente a Deus, que até aqui tem me sustentado por sua maravilhosa graça e a Jesus Cristo por quem e para quem todas as coisas foram criadas.





# SUMÁRIO

<b>Resumo .....</b>	<b>ix</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>xi</b>
<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>xiii</b>
<b>LISTA DE TABELAS .....</b>	<b>xv</b>
<b>1     <b>Introdução .....</b></b>	<b>19</b>
1.1    Organização do Trabalho.....	21
<b>2     <b>Sistema Elétrico de Potência .....</b></b>	<b>23</b>
2.1    Introdução.....	23
2.2    Estrutura do Sistema Elétrico de Potência .....	25
2.3    Procedimentos de Distribuição - PRODIST .....	27
2.3.1   Qualidade do Produto .....	27
2.3.2   Qualidade do Serviço .....	28
2.3.2.1   Duração Equivalente de Interrupção - DEC.....	28
2.3.2.2   Frequência Equivalente de Interrupção – FEC .....	29
<b>3     <b>Engenharia de Confiabilidade .....</b></b>	<b>31</b>
3.1    Histórico.....	31
3.2    Definições .....	31
3.2.1   Taxas de Falha.....	33
3.2.2   Modos de Falha .....	35
3.2.2.1   Falhas Passivas .....	35
3.2.2.2   Falhas Ativas.....	36
3.3    Revisão Bibliográfica.....	38
<b>4     <b>Análise e Determinação dos Índices de Desempenho e Confiabilidade..</b></b>	<b>41</b>
4.1    Considerações Iniciais .....	41
4.2    Sistema Elétrico da Elektro .....	42
4.3    Metodologia .....	44
4.3.1   Determinação dos Indicadores de Desempenho Reais.....	44
4.3.1.1   Definição dos tipos .....	44
4.3.1.2   Levantamento de dados .....	45
4.3.2   Resultados.....	46

4.3.3	Determinação dos índices de confiabilidade .....	55
4.3.3.1	Cálculo de índices de confiabilidade - Falhas Passivas .....	57
4.3.3.2	Cálculo de índices de confiabilidade - Falhas Ativas .....	61
4.3.3.3	Índices totais de confiabilidade .....	64
<b>5</b>	<b>Comparação dos Resultados .....</b>	<b>65</b>
5.1	Metodologia .....	65
5.2	Comparações.....	67
5.2.1	Análise I.....	67
5.2.2	Análise II.....	68
5.2.3	Análise III.....	69
5.3	Análise dos Resultados.....	70
<b>6</b>	<b>Conclusões.....</b>	<b>75</b>
<b>7</b>	<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>77</b>

## Resumo

PENTEADO, J. B. (2011). Análise do Desempenho de Subestações de Energia Elétrica a Partir de Critérios de Confiabilidade. 76 pg. Trabalho de Conclusão de Curso - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2011.

Este trabalho apresenta uma alternativa para gestão do desempenho de subestações de distribuição de energia a partir de técnicas teóricas consolidadas de análise de confiabilidade. Todo o procedimento foi desenvolvido a partir de informações e características de subestações reais, pertencentes ao sistema elétrico da distribuidora de energia Elektro. Os dados reais de desempenho dessas subestações foram comparados aos índices de confiabilidade calculados a partir do método de avaliação de cortes mínimos, que se baseia na configuração da topologia de uma rede genérica para avaliar seu desempenho. Os resultados obtidos possibilitam identificar o nível de desempenho de subestações reais, além de serem capazes de auxiliar no trabalho de planejamento da construção de novas subestações ou melhoria das que estão atualmente em operação.

**Palavras Chave:** Subestações, Confiabilidade, Análise de Desempenho, Distribuidoras de Energia.



## **Abstract**

PENTEADO, J. B. (2011). Performance Analysis of Electric Power Substations Based on Reliability Criteria. Dissertation (Graduation) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2011.

This paper presents an alternative to the performance management of distribution substations, based on reliability analysis techniques. The procedure was developed based on information and characteristics of real substations belonging to the electrical power distributor Elektro. The performance data of these substations were compared to reliability indexes computed from the evaluation method of cut sets, which uses the topology configuration of a generic network to evaluate its performance. The results allow to identify the performance level of real substations, and are able to assist in the planning work of building new substations or the improvement of those who are currently in operation.

**Keywords:** Substations, Reliability, Performance Analysis, Electric Power Distribution



## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Organização do Sistema Elétrico de Potência Brasileiro (ELEKTRO, 2010).....	25
Figura 3.1 - Curva da Banheira .....	34
Figura 3.2 - Diagrama Falha Passiva (BILLINTON; ALLAN, 1984) .....	36
Figura 3.3 - Diagrama de Falha Ativa (BILLINTON; ALLAN, 1984).....	36
Figura 3.4 - Caso exemplo de Modos de Falha (BILLINTON; ALLAN, 1984) .....	37
Figura 4.1 - Diagrama da subestação Tipo A .....	46
Figura 4.2 - Diagrama da subestação Tipo B .....	47
Figura 4.3 - Diagrama da subestação Tipo C.....	48
Figura 4.4 - Diagrama da subestação Tipo D.....	49
Figura 4.5 - Diagrama da subestação Tipo E .....	50
Figura 4.6 - Diagrama da subestação Tipo F .....	51
Figura 4.7 - Diagrama da subestação Tipo G.....	52
Figura 4.8 - Diagrama da subestação Tipo H.....	53
Figura 4.9 - Gráfico de indicadores por arranjo de subestação.....	55
Figura 5.1 - Gráfico Análise I - Comparação entre FEC e $\lambda$ .....	68
Figura 5.2 - Gráfico Análise I - Comparação entre DEC e r .....	68
Figura 5.3 - Gráfico Análise II - Comparação entre FEC e $\lambda$ .....	69
Figura 5.4 - Gráfico Análise II - Comparação entre DEC e r .....	69
Figura 5.5 - Gráfico Análise III - Comparação entre FEC e $\lambda$ .....	70
Figura 5.6 - Gráfico Análise III - Comparação entre DEC e r .....	70





## LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - Critérios de determinação da subestação Tipo A.....	46
Tabela 4.2 - Equipamentos da subestação Tipo A.....	47
Tabela 4.3 - Critérios de determinação da subestação Tipo B.....	47
Tabela 4.4 - Equipamentos da subestação Tipo B.....	48
Tabela 4.5 - Critérios de determinação da subestação Tipo C.....	48
Tabela 4.6 - Equipamentos da subestação Tipo C.....	49
Tabela 4.7 - Critérios de determinação da subestação Tipo D.....	49
Tabela 4.8 - Equipamentos da subestação Tipo D.....	50
Tabela 4.9 - Critérios de determinação da subestação Tipo E.....	50
Tabela 4.10 - Equipamentos da subestação Tipo E.....	51
Tabela 4.11 - Critérios de determinação da subestação Tipo F.....	51
Tabela 4.12 - Equipamentos da subestação Tipo F.....	52
Tabela 4.13 - Critérios de determinação da subestação Tipo G.....	52
Tabela 4.14 - Equipamentos da subestação Tipo G.....	53
Tabela 4.15 - Critérios de determinação da subestação Tipo H.....	53
Tabela 4.16 - Equipamentos das subestações Tipo H.....	54
Tabela 4.17 - Indicadores por arranjo de subestação.....	54
Tabela 4.18 - Taxas de falha passivas e de manutenção.....	57
Tabela 4.19 - Lista de caminhos das subestações Tipo H.....	58
Tabela 4.20 - Matriz de Cortes Mínimos (CutSets) das subestações Tipo H.....	58
Tabela 4.21 - Cortes Mínimos de 2ª ordem das subestações Tipo H.....	59
Tabela 4.22 - Índices de confiabilidade para subestações do Tipo H - Falhas Passivas.....	61
Tabela 4.23 - Modos de falha das proteções dos transformadores (ELEKTRO, 2009).....	62
Tabela 4.24 - Taxas de falhas ativas das proteções dos transformadores.....	63

Tabela 4.25 - Índices totais de confiabilidade por tipo de subestações .....	64
Tabela 5.1 - Analise I - Coeficientes de Correlação de Pearson .....	67
Tabela 5.2 - Analise II - Coeficientes de Correlação de Pearson .....	68
Tabela 5.3 - Analise III - Coeficientes de Correlação de Pearson .....	69

**LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS**

dp	Taxa de falhas para disjuntor preso [falhas/ano]
r	Tempo médio de reparo após falha [horas]
S	Tempo médio para chaveamento ou isolação [horas]
U	Tempo médio fora de serviço [horas/ano]
$\lambda$	Taxa de falhas [falhas/ano]
$\rho$	Coefficiente de correlação de Pearson
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CTEEP	Companhia Transmissora de Energia Elétrica Paulista
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIT	Demais Instalações de Transmissão
FEC	Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FTA	Fault Tree Analysis
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional



---

# 1 Introdução

A energia elétrica a partir do último século tornou-se e tem sido cada vez mais um recurso indispensável na sociedade. Hoje em dia serve tanto a grandes indústrias e centros empresariais, dependentes da eletricidade para a maioria de seus processos, como também pequenos e médios consumidores residenciais, que nas mais simples atividades cotidianas necessitam dessa forma de energia.

Entretanto, por trás da utilização desse essencial recurso, há uma complexa rede que permite o fornecimento do mesmo aos seus consumidores finais. Iniciando-se nos parques geradores cada vez mais eficientes e diversificados, passando pelas redes de transmissão que atravessam grandes distâncias com altíssimas tensões, e finalmente chegando aos sistemas de distribuição com todas as suas ramificações e particularidades, de acordo com as cargas a que estão conectados.

Essa complexidade aliada a uma diversidade de fatores, como condições climáticas extremas, falhas mecânicas em equipamentos e erros de operação, acabam por provocar muitas vezes desligamentos, suspendendo temporariamente o fornecimento de energia. Ainda que a engenharia e os equipamentos utilizados nesse processo sejam cada vez melhores e mais modernos, não se pode descartar o fato de que ocorrerão interrupções e falhas.

Em contrapartida a essa realidade, pode-se observar uma exigência cada vez maior dos clientes consumidores de energia elétrica em relação à duração e frequência dessas interrupções (CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS - ELETROBRÁS, 1982). Apoiados nas diretrizes regulatórias, esses consumidores demandam das concessionárias fornecedoras de energia elétrica qualidade na entrega de seu produto, além de continuidade no fornecimento do mesmo. Cientes da possibilidade de ocorrerem interrupções, os clientes esperam que as mesmas sejam rápidas, de forma que o dano seja mínimo, além de reclamar por possíveis compensações financeiras também contempladas nas normas da regulação.

Do ponto de vista das concessionárias de energia, é possível vislumbrar um grande desafio. De um lado, encontram-se as limitações e dificuldades impostas pelas tecnologias dos equipamentos que compõem o sistema, passíveis de falhas e defeitos, além das adversidades climáticas que podem apenas ser previstas com antecedência,

mas não controladas. De outro, um mercado consumidor exigente, cujas necessidades de continuidade no fornecimento precisam ser atendidas para evitar perdas financeiras com o pagamento de multas, sem contar as possíveis complicações com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão regulador e fiscalizador do setor, que determina níveis mínimos de qualidade no atendimento, os quais devem ser atendidos.

Para solucionar esse problema, as melhores soluções estão relacionadas a investimentos financeiros, tanto em novos equipamentos e tecnologias, como também na contratação de mais técnicos, engenheiros e eletricitistas envolvidos na manutenção e controle do sistema, os quais devem ser periodicamente treinados e capacitados para atender às novas demandas. Entretanto, os recursos disponibilizados para esses investimentos são limitados, exigindo um planejamento muito bem elaborado que permita assertividade na relação custo-benefício de novos empreendimentos, contratações e alocação de novos funcionários, entre outras alterações no sistema.

No caso brasileiro, grande parte do sistema elétrico de potência, incluindo as concessionárias de distribuição, estão sob responsabilidade de empresas privadas (CAMARGO, 2005), as quais precisam controlar, planejar e operar diversos subsistemas e parcelas menores dessa grande rede. Consideradas o objeto de estudo do presente trabalho, destacam-se dentre esses subsistemas as subestações de chaveamento e transformação, cuja complexidade e importância exigem especial consideração daqueles que se preocupam em melhorar o desempenho do fornecimento de energia elétrica (BILLINTON; ALLAN, 1984). Monitorar o desempenho dessas subestações trata-se de um trabalho extremamente necessário, permitindo que sejam identificados pontos carentes de investimentos, além de indicar as melhores alternativas de mudanças técnicas e operacionais, visando a otimização na execução de suas funções. Contudo, atualmente é um processo pouco desenvolvido e utilizado, visto que dentro das próprias empresas de energia não se encontram muitos critérios e procedimentos para monitoração e comparação do desempenho desses sistemas. A partir dessa necessidade desenvolveu-se esse trabalho, cujo objetivo é aplicar técnicas teóricas consolidadas para obtenção de índices de confiabilidade de subestações, utilizadas em geral para planejamento de novas subestações, como critério para avaliar o desempenho real de subestações em operação.

Os índices de confiabilidade utilizados serão calculados a partir da análise de cortes mínimos, um método consolidado na área de engenharia de confiabilidade, e abordado em vários trabalhos, sobretudo de pesquisa acadêmica sem participação de concessionárias e outras empresas do setor. Essa análise determina os índices de confiabilidade totais de uma subestação a partir das informações do desempenho individual de seus equipamentos e do arranjo estrutural em que os mesmos estão

alocados e conectados. Em geral o método é empregado no planejamento da construção de novas subestações, ou na verificação de possíveis ganhos a partir da alteração da topologia das mesmas, sendo que em nenhum dos trabalhos consultados foi utilizado essencialmente na avaliação de desempenho operacional.

O estudo foi desenvolvido em conjunto com a distribuidora Elektro, 3ª maior concessionária de energia do estado de São Paulo e uma das 10 maiores do país, atendendo aproximadamente 2,3 milhões de clientes. O trabalho que se segue foi realizado concomitante ao estágio supervisionado desenvolvido na empresa durante o ano de 2011 na área de Pós-operação de Subestações dentro da gerência de Eficiência Operacional.

### **1.1 Organização do Trabalho**

O trabalho a seguir está dividido em 5 capítulos, organizados da seguinte forma:

O capítulo 1 apresenta um panorama geral do que vem a ser o trabalho e suas principais motivações.

No capítulo 2 há uma descrição sintética do histórico e da atual situação do sistema elétrico de potência brasileiro, destacando algumas de suas particularidades e regulamentação.

O capítulo 3 explica o conceito de engenharia de confiabilidade, suas origens e principais aplicações no campo da eletrotécnica, incluindo também os principais termos e características necessárias para se compreender o estudo realizado.

No capítulo 4 estão os resultados da análise feita com os dados históricos reais da Elektro bem como a explicação da metodologia utilizada. Nesse mesmo capítulo foi também desenvolvido o método de estimação de confiabilidade teórico a partir dos diferentes arranjos das subestações.

E, por fim, no capítulo 5 há a avaliação da coerência dos dados e possíveis aplicações do método utilizado.





---

## 2 Sistema Elétrico de Potência

### 2.1 Introdução

A chegada da energia elétrica no Brasil, como meio útil para se produzir trabalho, remete aos tempos do Império Brasileiro sob o governo de Dom Pedro II, que convidou Thomas Alva Edison, famoso inventor da lâmpada elétrica dentre tantas outras tecnologias, para introduzir no país o que na época ainda se considerava uma descoberta inovadora e recente (CAMARGO, 2005). Desde então, não apenas no Brasil, mas em todo o mundo moderno a energia elétrica tem expandido suas formas de utilização, aumentando a necessidade de se reforçar e ampliar sua rede de fornecimento de forma a atender sua crescente demanda.

Por se tratar de um país com forte potencial hídrico para geração de energia através das usinas hidroelétricas, além de ser considerada uma nação de dimensões terrestres continentais, impôs-se ao país um enorme desafio, transmitir com qualidade e confiabilidade a energia elétrica produzida nas barragens de seus rios, muitas vezes situadas em regiões distantes e isoladas, até os grandes centros urbanos e industriais, onde se concentram a maior parte dos consumidores desse importante recurso. Diante dessas particularidades dentre tantas outras características ímpares de nosso país, surge então o Sistema Elétrico de Potência Brasileiro (SEP), que desde o século XIX até os dias de hoje vem sofrendo mudanças e modernizações de forma a atender com cada vez mais eficiência seu mercado consumidor em expansão.

Em seu início todo o Sistema Elétrico de Potência Brasileiro era constituído por sistemas isolados, instalados e operados pela iniciativa privada e de forma independente, ou seja, sem padrões ou regulamentações referentes aos tipos de equipamentos utilizados, às características da energia transmitida (níveis de tensão, frequência, forma de corrente, etc.) e ao modelo de operação utilizado. Foi no ano de 1903 que se deu a criação da primeira lei federal, Nº 1.145 de 31 de Dezembro de 1903, relacionada ao funcionamento do SEP, iniciando assim o processo de regulação do mercado de energia elétrica, que a princípio tratava apenas da organização e limitação do aproveitamento dos recursos hídricos para geração de energia elétrica no país.

Somente a partir da década de 30, durante o governo do presidente Getúlio Vargas, o Estado passou a controlar rigorosamente as concessionárias de energia elétrica. Esse processo se deu principalmente através da criação do Código de Águas em 1934. Na mesma época pode-se destacar a criação das primeiras empresas públicas de atuação nesse setor com destaque para Furnas, empresa atuante até os dias de hoje, com fundação datada no ano de 1957 (CAMARGO, 2005).

Em 1960 criou-se o Ministério de Minas e Energia, e em 1962 as Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - ELETROBRÁS, órgãos responsáveis ainda hoje por parte da regulação e fiscalização do sistema elétrico brasileiro e que na época influenciaram fortemente um processo de estatização do controle do setor elétrico. Na mesma década, no ano de 1964, foi instituído por lei o padrão de frequência de 60 Hz para geração e transmissão de eletricidade, já adotado nos Estados Unidos da América, e que possibilitou o início da interligação dos sistemas, até então isolados e operados de forma independente (CAMARGO, 2005). Esse processo foi precursor da criação do SIN - Sistema Interligado Nacional, que atualmente integra todos os grandes sistemas de transmissão do país, aumentando as contingências e segurança do fornecimento durante todos os meses do ano.

Depois de um período de controle quase absoluto do Estado sobre todo o setor elétrico durante o Regime Militar, iniciou-se em 1988, com a criação da Revisão Institucional do Setor Elétrico - REVISE, no governo do então presidente José Sarney, um processo de desestatização do setor que passou a ser operado em sua maior parte por empresas privadas. Esse processo teve seu auge durante os mandatos do presidente Fernando Henrique Cardoso (1994-2002), quando também foram criados o Operador Nacional do Sistema - ONS, responsável pela operação do anteriormente mencionado SIN, e a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (CAMARGO, 2005). Segundo Aneel (2001), a mesma foi instituída como “o órgão governamental responsável por regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica”.

Destaca-se também nesse período a criação da Elektro, concessionária de energia elétrica no Estado de São Paulo, que iniciou suas operações comerciais no ano de 1998, a partir da privatização da CESP - Centrais Elétricas de São Paulo. A Elektro atualmente é controlada pelo grupo espanhol Iberdrola S. A., uma das cinco maiores companhias de energia elétrica do mundo e líder no mercado de geração de energia através de fontes renováveis. A Elektro é também uma das 10 maiores distribuidoras do Brasil e a 3ª maior do estado de São Paulo. O presente trabalho foi desenvolvido a partir das informações reais de operação dessa concessionária, com objetivos de otimizar seu desempenho no controle e planejamento de seu sistema elétrico.

## 2.2 Estrutura do Sistema Elétrico de Potência

Para obter uma compreensão melhor do desenvolvimento desse trabalho é importante se ter um panorama básico do funcionamento e da importância do Sistema Elétrico de Potência, em especial das subestações que são uma das mais importantes partes desse sistema e onde nosso estudo estará concentrado. Segue abaixo um diagrama com as principais estruturas do Sistema Elétrico Brasileiro de acordo com a divisão da ANEEL, seguido de uma breve descrição de cada uma dessas estruturas:

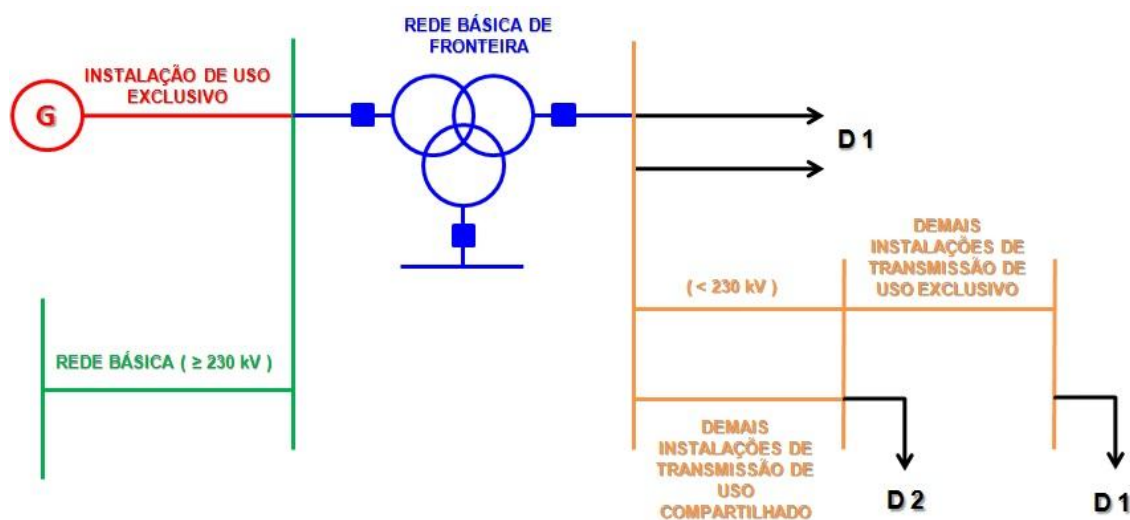


Figura 2.1 - Organização do Sistema Elétrico de Potência Brasileiro (ELEKTRO, 2010)

Todo o sistema inicia-se com as Unidades Geradoras (destaque em vermelho), que estão sob o controle de instituições públicas ou privadas e fornecem energia elétrica ao restante do sistema através de seus geradores cuja função é converter forças mecânicas em energia elétrica. No Brasil a principal fonte de trabalho mecânico para esse processo são as turbinas hidráulicas situadas nas barragens das centrais hidrelétricas. Porém, pode-se considerar também a energia proveniente das usinas térmicas nucleares, térmicas fósseis (cuja fonte de energia é a queima de combustíveis fósseis) e mais recentemente eólicas. Essa energia pode ser gerada em diferentes tensões, dependendo do tipo de gerador e da região onde está localizada a unidade geradora.

Conectados às unidades geradoras estão os equipamentos da Rede Básica (em verde no diagrama). Essa parte do sistema tem como característica níveis de tensões superiores a 230 kV (kilo Volts), e abriga o Sistema Interligado Nacional - SIN, cuja responsabilidade é transmitir energia elétrica por toda a extensão territorial do país. Seus níveis de tensão em geral são os mais altos do sistema de forma a reduzir as

perdas nas linhas de transmissão. O controle e operação da Rede Básica são de responsabilidade exclusiva do Operador Nacional do Sistema - ONS. Cabe destacar que em alguns poucos casos essa transmissão é feita em Corrente Contínua, o que exige a instalação de subestações com função de converter a energia, normalmente gerada em corrente alternada, para corrente contínua.

Encontra-se em seguida a Rede Básica de Fronteira (na cor azul), onde estão instalados transformadores que reduzem as tensões da Rede Básica para valores inferiores a 230 kV. A principal função desse elemento do sistema é fornecer energia para as Demais Instalações de Transmissão - DIT, que por sua vez conectam a Rede Básica aos sistemas das concessionárias de energia e aos consumidores livres de grande porte (contratam energia sem intermediação das concessionárias). As Demais Instalações de Transmissão podem também ser controladas por empresas públicas ou privadas, sempre com a supervisão do ONS no que se refere à operação desses sistemas, e trabalham com tensões inferiores a 230 kV (no estado de São Paulo os valores mais comuns de tensão nas DIT's são 138 kV e 88kV).

Por fim, localizam-se nas extremidades do SEP as Instalações de Distribuição (em preto no diagrama), onde se encontram a Elektro entre outras concessionárias distribuidoras de energia elétrica. A responsabilidade dessas companhias é entregar energia aos consumidores finais do sistema, em níveis de tensão adequados e com a maior segurança e confiabilidade possíveis. Além disso, as distribuidoras fazem a intermediação tarifária das cobranças no mercado de energia, comprando das unidades geradoras e vendendo para seus clientes. Nessa divisão do sistema elétrico as concessionárias trabalham com níveis de tensão diversos, chamados de níveis de subtransmissão, assumindo em geral valores entre 13,8 kV até 34,5 kV, porém, no caso de clientes residenciais e comerciais a tensão de entrega final é normalmente de 127 V (Volts) a 220 V.

Como elementos importantes dentro de todas as partes do Sistema Elétrico de Potência encontram-se as subestações. Situadas nos nós ou fronteiras do sistema elas são responsáveis por fazer a interface entre dois ou mais subsistemas dentre os citados anteriormente e são classificadas em dois grandes grupos de acordo com as funções que desempenham, sendo eles transformação e chaveamento, sendo que em muitos casos executam as duas funções simultaneamente. As subestações de transformação, presentes em maior quantidade, são responsáveis por elevar ou diminuir os níveis de tensão de acordo com os subsistemas que estão interligando. Tem como equipamento principal em sua estrutura os transformadores de potência, os quais representam de 30 a 40% de todo o custo envolvido na construção e instalação desse tipo de subestação. A maior parte de seus outros equipamentos possui a responsabilidade de proteger os

transformadores (relés, disjuntores e chaves seccionadoras) e conectá-los ao restante do sistema (barramentos, disjuntores e alimentadores). Já as subestações de chaveamento, em geral inseridas dentro das subestações de transformação, são responsáveis por alterar as conexões do sistema, modificando seu arranjo conforme haja necessidade (faltas, sobrecargas, perda de equipamentos, entre outras falhas). Nota-se a partir dessas informações a importância crítica que as subestações possuem dentro do Sistema Elétrico onde estão inseridas, de forma que as falhas ocorridas nas mesmas devem ser evitadas, do contrário, podem provocar interrupções no fluxo de potência elétrica, privando uma quantidade considerável de consumidores do acesso à energia elétrica.

Dentro do Sistema Elétrico da Elektro, descrito com maiores detalhes no capítulo 4, encontram-se apenas subestações de transformação, responsáveis por reduzir as tensões entregues pelas DIT's até os níveis de subtransmissão.

## **2.3 Procedimentos de Distribuição - PRODIST**

Como descrito anteriormente, a ANEEL é o agente do governo responsável por regulamentar e fiscalizar os serviços prestados pelas empresas atuantes no setor elétrico. Dentro do escopo de suas funções foram desenvolvidos os Procedimentos de Distribuição - PRODIST, que são “documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica” (ANEEL, 2011), os quais estão divididos em 8 módulos.

Diretamente relacionado aos fins deste trabalho, é considerado como um dos principais objetivos do PRODIST, descrito na seção 2.2, alínea (a), do módulo 1, “garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade.” (ANEEL, 2011). Mais especificamente destaca-se o módulo 8 desse documento, relativo aos procedimentos de Qualidade de Energia Elétrica - QEE, cujos objetivos e implicações serão resumidamente apresentados nos itens a seguir.

### **2.3.1 Qualidade do Produto**

O módulo 8 do PRODIST se divide em duas seções principais, sendo a primeira denominada de Qualidade do Produto na qual se “define a terminologia, caracteriza os fenômenos, parâmetros e valores de referência relativos à conformidade

de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão, estabelecendo mecanismos que possibilitem à ANEEL fixar padrões para os indicadores de QEE” (ANEEL, 2011).

As implicações e exigências dessa seção estão totalmente relacionadas ao bom funcionamento das subestações, as quais devem ser projetadas com equipamentos eficientes e bem dimensionados, além de ser alvo de programas de manutenção rígidos e regulares, de forma a atender às especificações recomendadas por essa subdivisão do módulo 8. Entretanto, os objetivos desse trabalho não estão associados diretamente ao conteúdo desse item do PRODIST, o que não elimina as influências indiretas dos níveis de confiabilidade de um sistema elétrico à qualidade do produto entregue por ele.

### **2.3.2 Qualidade do Serviço**

A segunda seção do módulo 8 é designada de Qualidade do Serviço na qual se “estabelece a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades” (ANEEL, 2011). O estudo de confiabilidade presente nesse trabalho está totalmente relacionado a essas questões, visto que se sugere que o aumento da robustez de uma subestação, incrementando seus índices de confiabilidade, deverá proporcionar uma quantidade menor de desligamentos além de maior velocidade no restabelecimento quando da ocorrência dos mesmos, otimizando seus indicadores de continuidade.

Dentre os indicadores definidos por essa seção destacam-se o DEC e o FEC, definidos nos próximos subitens e utilizados posteriormente ao longo do trabalho. É importante ressaltar que a ANEEL define metas anuais para cada um desses indicadores, de acordo com as características econômicas, climáticas e geográficas dos conjuntos onde eles estão sendo apurados. O não cumprimento das metas obriga as distribuidoras a pagar multas aos seus clientes, além de possibilitar à ANEEL a imposição de punições mais severas dependendo do caso, ressaltando a importância de que esses indicadores devem ser controlados da forma mais rígida possível.

#### **2.3.2.1 Duração Equivalente de Interrupção - DEC**

O indicador DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora está relacionado essencialmente ao intervalo de tempo em que um conjunto de determinadas unidades consumidoras apresentou descontinuidade no fornecimento da energia elétrica proveniente das concessionárias. Necessita ter um

período de apuração definido, o qual pode ser diário, semanal, mensal, trimestral e até anual. Deve ser calculado através da seguinte fórmula determinando um resultado final em horas:

$$DEC = \sum_{i=1}^n \frac{Ca(i) \times t(i)}{Cs}$$

Onde:

- i: *representa cada uma das interrupções observadas no período de apuração;*
- n: *quantidade de interrupções no período;*
- Cs: *quantidade total de unidades consumidoras no ponto de conexão observado - no caso de uma subestação, são todos os clientes conectados a ela através de seus alimentadores;*
- Ca(i): *quantidade de clientes do conjunto Cs, cujo fornecimento de energia foi suspenso durante a interrupção i;*
- t(i): *duração da interrupção i.*

Observa-se a partir desse indicador que uma interrupção onde 50% dos clientes de um determinado conjunto, uma subestação por exemplo, forem desligados pelo período de 1 hora, apresentará um indicador DEC de 0,5 hora.

### **2.3.2.2 Freqüência Equivalente de Interrupção – FEC**

O indicador FEC - Freqüência Equivalente de Interrupções por Unidade Consumidora é semelhante ao indicador DEC, contudo contabiliza apenas a quantidade de interrupções sem considerar suas durações. Pode ser obtido pela seguinte fórmula:

$$FEC = \sum_{i=1}^n \frac{Ca(i)}{Cs}$$

Onde:

- i: *representa cada uma das interrupções observadas no período de apuração;*
- n: *quantidade de interrupções no período;*

Cs: *quantidade total de unidades consumidoras no ponto de conexão observado - no caso de uma subestação, são todos os clientes conectados a ela através de seus alimentadores;*

Ca(i): *quantidade de clientes do conjunto Cs, cujo fornecimento de energia foi suspenso durante a interrupção i.*

No caso do FEC observa-se, por exemplo, que um conjunto onde houve uma única interrupção no período de apuração, atingindo 50% das suas unidades consumidoras, apresentará o resultado 0,5.



---

## 3 Engenharia de Confiabilidade

### 3.1 Histórico

Os primeiros registros da utilização de um método ou sistema organizado com intuito de definir ou aprimorar características de confiabilidade remetem ao surgimento da indústria aeronáutica no início do século XX. A quantidade de aviões e conseqüentemente de deslocamentos aéreos crescia rapidamente, porém, os riscos envolvidos ainda faziam desse meio de transporte uma alternativa totalmente insegura quando comparado aos transportes terrestres e navais. O número de acidentes era altíssimo, assim fez-se necessário criar uma técnica que dirimisse, ou pelo menos atenuasse esses riscos. Como exemplo de procedimento desenvolvido nessa época pode-se considerar o início da investigação de acidentes aéreos, cujas causas encontradas eram catalogadas e contadas. Desse processo surgiram relações estatísticas e modelos matemáticos definindo critérios de comparação como por exemplo o número de acidentes pela quantidade de horas voadas. Os resultados dessas iniciativas puderam ser notados nos anos seguintes onde a razão entre acidentes por aterrissagens efetuadas chegou a um por milhão na década de 60 (SCAPIN, 2007).

Na área de engenharia elétrica, o início da utilização de técnicas de otimização de confiabilidade está associado ao desenvolvimento das válvulas eletrônicas a vácuo, precursoras dos transistores, no período da Segunda Guerra Mundial. Entretanto, “seus conceitos já eram há muito tempo conhecidos dos engenheiros de Sistemas de Potência Elétrica” (CAMARGO, 1981).

### 3.2 Definições

O conceito de confiabilidade está relacionado à probabilidade de um sistema ou dispositivo executar uma função definida durante um período de tempo determinado. São consideradas também dentro desse conceito, a eficiência com que essa função é

executada, e as condições físicas externas e internas sob as quais o sistema está sujeito durante o período no qual está sendo observado. Já é um termo consolidado nos órgãos e institutos responsáveis por padronizar a qualidade de processos a nível internacional, como por exemplo a British Standard (BS 4778) que define confiabilidade como “a capacidade de um item desempenhar satisfatoriamente a função requerida, sob condições de operação estabelecidas, por um período de tempo determinado”, ou ainda, “a probabilidade de que um item continuará a funcionar de acordo com os níveis de expectativa do usuário a um ponto mensurável, sob um ambiente específico e nas condições cíclicas determinadas” de acordo com a APQP (Advanced Product Quality Planning and Control Plan) (SCAPIN, 2007).

Como descrito anteriormente existem três características e condições importantes que influenciam no tipo de análise e nos resultados esperados quando se estuda confiabilidade. Em primeiro lugar está o tipo de desempenho esperado do item observado. Como exemplo, uma análise de confiabilidade de um motor elétrico pode ser realizada avaliando o tempo máximo que o mesmo pode operar com determinada rotação e carga, ou então verificando sua deterioração depois de repetidos ciclos de partida e desligamento. Na análise presente neste trabalho, será feita uma observação de desempenho simples, com apenas dois estados de saída possíveis: (a) entrega de energia elétrica em um alimentador de determinado arranjo de subestação ou; (b) corte do fornecimento de energia no mesmo alimentador ocasionado por falha interna dentro dos equipamentos da subestação. Em se tratando de desempenho existem ainda duas possibilidades de se avaliar a confiabilidade de um sistema, sendo elas as análises qualitativa e quantitativa. Uma análise qualitativa busca estabelecer padrões, tendências e rankings de níveis de qualidade a partir de determinados grupos de itens ou sistemas, e em geral, é utilizada quando valores que indicam os níveis de desempenho dos equipamentos analisados são difíceis de ser obtidos dentro de uma determinada precisão, ou então não existem dados disponíveis. A análise qualitativa não busca encontrar valores reais de desempenho, mas diferenciar itens de acordo com as grandezas de suas variáveis, enquanto que na análise quantitativa o interesse é prever valores reais esperados da confiabilidade dos sistemas analisados. Em geral, as análises qualitativas precedem as quantitativas (SCAPIN, 2007). No caso do estudo deste trabalho será realizada uma análise qualitativa, devido principalmente à falta de informações numéricas sobre o desempenho dos equipamentos do sistema estudado as quais seriam necessárias para uma análise quantitativa. Entretanto, para o tipo de resposta que se espera obter, o método será adequado, além de possibilitar futuramente recursos para aplicação de uma análise quantitativa.

Além do tipo de desempenho as outras observações importantes dentro da teoria de confiabilidade estão relacionadas ao período de tempo das observações e às condições físicas sob as quais se realizam as análises. A variável tempo pode estar associada ao estudo principalmente de duas formas, avaliando-se um período máximo dentro do qual se obtém determinado desempenho, ou então, dentro de um intervalo pré-determinado quantas observações esperadas são obtidas. Em nosso trabalho o tempo estará associado de acordo com esse segundo modo, onde serão observadas as falhas ocorridas dentro do período de um ano, tanto nas análises reais como nas calculadas.

Por fim temos as considerações relativas às condições físicas, onde um estudo de confiabilidade procura diferenciar desempenhos de sistemas semelhantes sob condições de trabalho distintas como níveis de temperatura ambiente, umidade relativa do ar, localização geográfica, curvas de carga características, entre outros. Essa abordagem não será aplicada diretamente ao nosso estudo.

### **3.2.1 Taxas de Falha**

Dentro da engenharia de confiabilidade a utilização de técnicas de probabilidade e estatística é fundamental na execução das análises e na compreensão real do significado dos resultados obtidos. Isso se deve ao fato de que estamos investigando previsões de desempenho esperadas, a partir de índices e dados nem sempre conhecidos em sua totalidade (ELETROBRÁS, 1982).

Como ferramentas de fundamental importância na construção dos modelos que permitirão o desenvolvimento das previsões dos índices de confiabilidade, utilizam-se variáveis numéricas denominadas taxas de falha. Em geral essas variáveis contêm valores particulares para cada item ou equipamento analisado e representam a quantidade de falhas esperadas do mesmo durante um período determinado. Serão utilizados nesse estudo taxas de falhas anuais, ou seja, a quantidade numérica de falhas esperadas durante um ano, caracterizadas pelo símbolo  $\lambda$ . A mesma designação será ainda utilizada para representar as taxas de manutenção anuais, que representam a quantidade de vezes por ano que o equipamento em questão será isolado e mantido fora de serviço para execução de trabalhos de prevenção de falhas, ou troca de elementos com desgaste.

Existem na prática dois índices para representar as taxas de falhas dos equipamentos, os observados e os estimados. As taxas de falha observadas são calculadas pela relação direta entre a quantidade de equipamentos analisados, o número de falhas constatadas e o período de observação, sendo consideradas

constantes. Para se obter resultados satisfatórios nesses índices, de forma a poder utilizá-los em outros estudos, é necessário que se observe todos os elementos de um conjunto de equipamentos em um período de tempo longo, e que se tenha acesso aos dados registrados a partir dessas observações de forma estruturada e bem organizada. Já as taxas de falha estimadas, utilizadas na maior parte dos casos, são construídas a partir de uma observação menor de eventos de interesse, considerando apenas alguns elementos de todo o conjunto, aplicando-se posteriormente ferramentas estatísticas de forma a prever uma taxa estimada com certo intervalo de confiança. A dificuldade em se fazer longas observações, e o desenvolvimento de ferramentas computacionais e algoritmos que otimizam os métodos estatísticos tem tornado as taxas estimadas cada vez mais presentes nesse tipo de estudo. Pode ser notado na figura a seguir um exemplo comum do comportamento de uma taxa de falha estimada:

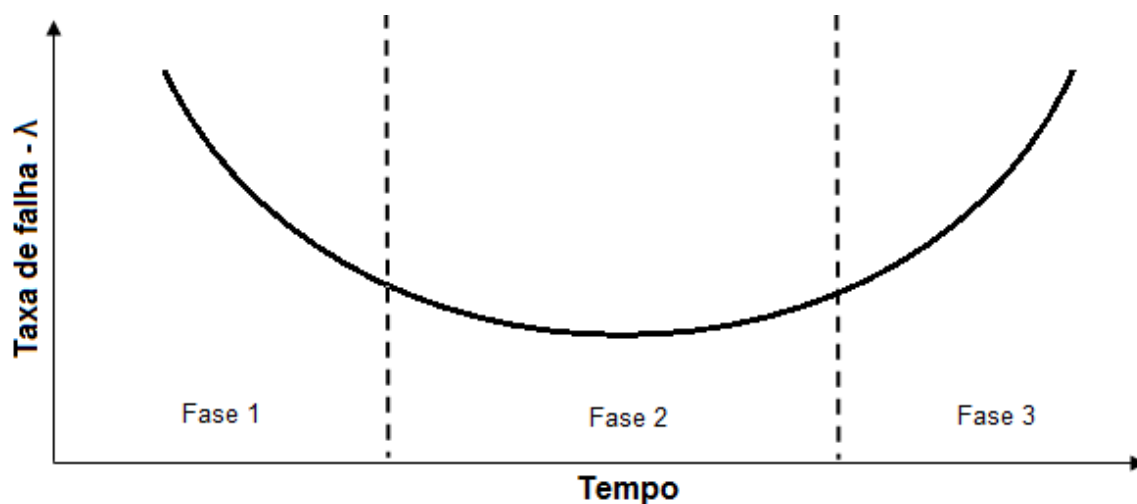


Figura 3.1 - Curva da Banheira

O gráfico apresentado na Figura 3.1, também conhecido como “curva da banheira” pode ser construído a partir da Lei de Weibull, uma distribuição estatística que possui um de seus coeficientes não fixado, cuja variação permite obter os três comportamentos distintos diferenciados acima. Em um primeiro momento a taxa é mais alta, representando a grande quantidade de falhas que ocorrem logo após um equipamento ser colocado em funcionamento, o que muitas vezes acontece quando o mesmo não é bem projetado ou apresenta defeitos de fabricação. Em seguida, após entrar em operação normal e contínua, a taxa permanece praticamente constante e com um valor reduzido. Após longos períodos de trabalho, finalmente os equipamentos entram em uma fase de deterioração mais significativa e a ocorrência de falhas se torna mais freqüente, exigindo a troca ou reparo do equipamento em questão.

Na análise de confiabilidade de sistemas elétricos observa-se uma grande escassez de dados reais, o que dificulta a obtenção de índices de saída próximos dos valores reais (AMORIM et. al., 2004). Foram consultados diversos artigos, livros e manuais de fabricantes de equipamentos, porém encontrou-se uma quantidade bastante limitada e pouco confiável de valores para as taxas de falha dos equipamentos estudados.

Acompanhando os valores de taxas de falha, para análise de equipamentos do Sistema Elétrico de Potência, encontram-se ainda mais dois índices de desempenho, sendo eles o fator  $r$ , que indica a duração média em horas de reparo de um equipamento após a ocorrência de uma falha e o índice  $U$ , resultado da multiplicação da taxa  $\lambda$  pelo fator  $r$ , que representa em horas por ano o tempo em que o equipamento ficou indisponível.

### **3.2.2 Modos de Falha**

Apenas o conhecimento das taxas de falha dos equipamentos que compõem um sistema não fornece ainda qual o desempenho esperado do sistema completo. Há que se conhecer antes a influência de cada uma das partes no processo todo, bem como o comportamento global quando da ocorrência de uma falha particular. Deste modo, o segundo passo de um estudo de confiabilidade após a obtenção das taxas de falha individuais, será pesquisar e definir os modos de falha de cada um dos equipamentos que compõem o sistema, isso implica em registrar todos os efeitos ocorridos logo após a falha de determinado item, que podem variar muito de um equipamento para outro. No caso de estudos de confiabilidade de subestações essa etapa é de fundamental importância, já que o modo de falha de um mesmo equipamento pode ser completamente distinto em diferentes arranjos, assim sua taxa de falha terá diferentes impactos na composição do desempenho global. Nas bibliografias utilizadas para este trabalho há uma importante distinção que auxilia na definição dos modos de falha, dividindo-se em falhas passivas e ativas, mais bem explicadas nos subitens abaixo.

#### **3.2.2.1 Falhas Passivas**

Eventos passivos ocorrem quando a falha de um componente não causa a operação de disjuntores de proteção e, portanto, não têm impacto sobre os demais componentes saudáveis. O serviço só é restaurado pela reparação ou substituição do componente defeituoso (BILLINTON; ALLAN, 1984). Exemplos desse tipo de falha são a

ocorrência de circuitos abertos, abertura indevida de disjuntores e alguns dos defeitos ocorridos em transformadores como por exemplo, alteração dos níveis de umidade e pressão do óleo que refrigera o núcleo eletromagnético.

No diagrama da Figura 3.2 há uma representação simples da ocorrência de uma falha passiva, onde U é o estado antes de falha (up state) e R o estado de reparo (repair).

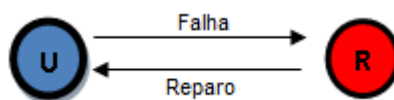


Figura 3.2 - Diagrama Falha Passiva (BILLINTON; ALLAN, 1984)

### 3.2.2.2 Falhas Ativas

Um evento ativo acontece quando determinada falha de um componente faz com que ocorra atuação da zona de proteção primária ao redor do componente falhado e, portanto, pode causar a remoção de outros componentes saudáveis e ramos de serviço. O componente ativo é isolado e os disjuntores de proteção são novamente fechados, restabelecendo o serviço para alguns ou todos os pontos de carga. Deve-se notar, no entanto, que o componente que falhou somente poderá ser colocado em serviço após ser reparado ou substituído (BILLINTON; ALLAN, 1984).

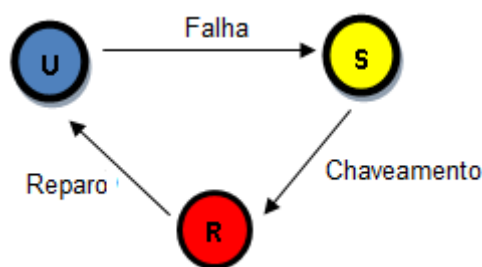


Figura 3.3 - Diagrama de Falha Ativa (BILLINTON; ALLAN, 1984)

No diagrama Figura 3.3 pode-se observar a sequência de eventos quando ocorre uma falha ativa. Há um novo estado, denominado de chaveamento ou isolamento (switching or isolation state).

Para se avaliar falhas ativas é necessário conhecer mais um índice além das taxas  $\lambda$ ,  $r$  e  $U$ , denominado índice  $S$  que representa o tempo necessário para se isolar um equipamento (estado de chaveamento) e fechar os disjuntores que foram abertos durante a atuação da zona primária de proteção. Esse índice possui em geral valores de no máximo 3 horas, mas tem sido reduzido com a implementação da automação nas

subestações, que reduzem para alguns minutos a duração desses processos contudo, essas condições não serão aplicadas nesse estudo.

Finalmente para ilustrar as explicações dadas, será apresentado um caso exemplo através da Figura 3.4:

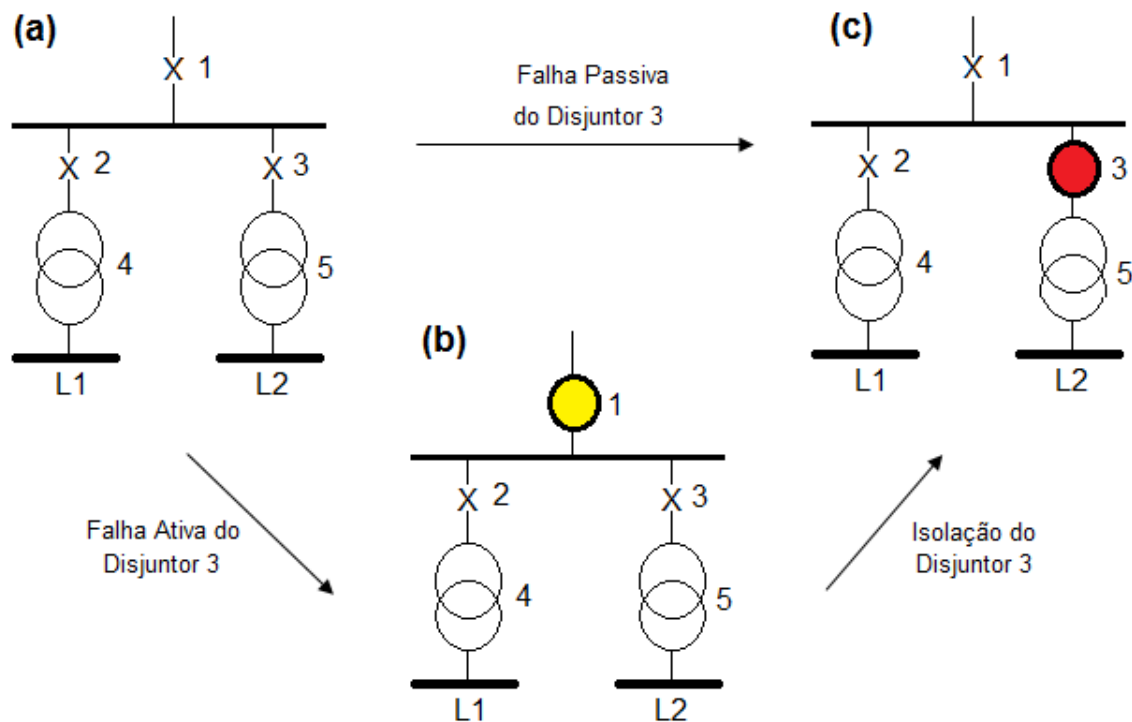


Figura 3.4 - Caso exemplo de Modos de Falha (BILLINTON; ALLAN, 1984)

O exemplo demonstra o comportamento de uma subestação de acordo com a ocorrência de diferentes modos de falha no equipamento 3. Os equipamentos 1, 2 e 3 são disjuntores de Alta Tensão e os equipamentos 4 e 5 transformadores. A entrada de energia elétrica ocorre através da linha de transmissão no topo das figuras, e após ser reduzida pelos transformadores para níveis de tensão de subtransmissão é entregue às cargas L1 e L2.

Na situação (a), os equipamentos estão em funcionamento normal. Ocorrendo uma falha passiva no disjuntor (3), a subestação se dirige para o estado (c), onde o disjuntor avariado sai de funcionamento, aguardando ser reparado e consequentemente cortando o fornecimento de energia à carga L2, enquanto a carga L1 permanece energizada normalmente. Caso ocorra uma falha ativa no disjuntor (3), instantaneamente sua zona de proteção primária atua, enviando um sinal de abertura para o disjuntor (1), desligando toda a subestação, inclusive a carga L1, situação visível no estado (b). Após o isolamento do disjuntor (3), o disjuntor (1) é fechado, restabelecendo o fornecimento à carga L1 (situação (c)).

### 3.3 Revisão Bibliográfica

Para o desenvolvimento desse trabalho foi realizada uma pesquisa bibliográfica, em busca de métodos de análise da confiabilidade de subestações. No Brasil a maior parte dos estudos são das décadas de 70 e 80. Provavelmente pelo fato de o setor elétrico estar sobre o controle de concessionárias estatais, eram realizadas muitas pesquisas nessa área e com ampla divulgação, podendo ser encontrados facilmente artigos, livros e teses acadêmicas sobre o assunto. Posteriormente, durante o período de privatização das empresas de energia, houve uma redução significativa no número de trabalhos publicados. Apenas mais recentemente, a partir do ano de 2003 foi possível voltar a encontrar mais publicações com essa temática, principalmente de iniciativa acadêmica, sem financiamento de grandes empresas.

Fora do país, encontra-se com maior facilidade estudos na área, sendo considerado como grande referência o professor da University of Saskatchewan, Roy Billinton, cujos trabalhos influenciaram diretamente a maior parte da bibliografia pesquisada, além de ser co-autor de um dos livros utilizados.

Em Eletrobrás (1982), há uma apresentação básica dos conceitos de confiabilidade empregados em Sistemas Elétricos de Potência. O livro faz parte de uma coleção disponibilizada nos anos 80 para auxiliar as empresas de distribuição de energia a se organizarem, e trata de diversos temas incluindo planejamento de expansão dos sistemas e otimização de serviços de manutenção. No caso específico do volume 3, utilizado nesse trabalho, a temática adotada é o desempenho das redes, abordando assuntos como taxas de falha e apontamento de causas em ocorrências. Entretanto, não há o desenvolvimento de um método específico para avaliação de subestações, ainda que o assunto esteja abordado no livro. A partir desse material foi possível idealizar o conceito de influência entre desempenho e confiabilidade apresentado nesse trabalho.

Especificamente, em relação à confiabilidade de subestações, segundo Camargo (1981) existem três métodos para se executar as análises. O primeiro trata das simulações de Monte Carlo, utilizado em Santos et. al. (2009) e Guenzi (1981), as quais devem ser empregadas em cenários com “alto grau de dependência entre os diversos componentes que constituem a rede e elevado número de estados operacionais possíveis do sistema” (SANTOS et. al., 2009). Porém, “exige tempos de computação excessivamente grandes para obter resultados aceitáveis dentro de certo limite de confiança, sendo inadequados para cálculos manuais, mesmo para os sistemas mais



simples” (CAMARGO, 1981). Dessa forma esse método foi descartado para utilização nesse trabalho.

Uma segunda alternativa são os métodos analíticos no espaço de estado, baseados nos processos de Markov, considerados “os mais corretos para modelar as dependências entre os eventos de falha e reparo bem como os efeitos das operações de chaveamento” (CAMARGO, 1981). Existem contudo alguns fatores limitantes no que se refere à utilização desse método, como por exemplo a grande quantidade de estados avaliados nessa modelagem que cresce muito conforme novos equipamentos são considerados tornando a enumeração dos estados e a resolução das equações, tarefas extremamente longas e complexas. Assim são “quase que exclusivamente restritos a sistemas de relativamente pequeno porte, com poucos componentes a serem modelados” (CAMARGO, 1981), sendo também não utilizado nesse estudo.

Por fim existem os métodos analíticos de rede, os quais foram adotados na concepção desse trabalho. Dentro desse método encontram-se ainda várias outras alternativas específicas das quais se destacam as árvores de falha (Fault Tree Analysis - FTA) e as análises de cortes mínimos. Em Scapin (2007) encontram-se ferramentas e conceitos para aplicação do método das árvores de falhas na análise de confiabilidade de qualquer sistema, e em Haach (2001) há a aplicação dessa alternativa em uma subestação industrial real. A análise de árvores de falha baseia-se na construção de diagramas que indiquem as possíveis causas de um evento objetivo que se deseja observar. Podem ser construídas de várias formas diferentes, ainda que analisando o mesmo sistema, exigindo porém um alto nível de conhecimento sobre o objeto de estudo analisado além de informações bem definidas sobre a probabilidade de ocorrências dos eventos que compõem seu diagrama. Os cálculos são simples e baseiam-se em relações estatísticas e álgebra booleana, sendo a maior dificuldade de aplicação relacionada à construção da árvore. Pela pequena quantidade encontrada de estudos baseados nesse método, em contrapartida à riqueza de conteúdo relacionado à análise de cortes mínimos, optou-se por rejeitar também o método FTA.

A análise de cortes mínimos, encontrada na maior parte da bibliografia pesquisada, desenvolve-se estabelecendo “a partir do ponto de carga, quais as combinações de elementos cuja falha leva à interrupção de fornecimento de energia à carga” (AMORIM et. al., 2004). Em Billinton e Allan (1984) encontra-se a maior parte dos conceitos envolvidos nessa análise e suas respectivas explicações, como por exemplo os modos de falha ativos e passivos previamente apresentados. São desenvolvidas também técnicas de análise de sensibilidade, que se referem à avaliação dos possíveis ganhos de acordo com as modificações estruturais realizadas em uma subestação.

Em Blaszezyk (1984) e Figueiredo (1981), as abordagens utilizadas são a implementação de algoritmos computacionais na tentativa de realizar uma análise de cortes mínimos, tendo como entradas as descrições dos equipamentos da subestação, seus nós e ramos. O mesmo é feito em Amorim et. al. (2004), porém de uma forma mais simples. Na conclusão de Amorim et. al. (2004), encontra-se também uma indicação da proposta aplicado no presente estudo, sugerindo a utilização da análise de cortes mínimos para apontar prováveis pontos de atenção que necessitem de monitoramento e manutenção em subestações atualmente ativas. Esta abordagem é distinta do exposto em outros trabalhos que consideram os resultados úteis apenas para planejamento de novas subestações.

Camargo (1981) apresenta também o mesmo procedimento, contudo de forma mais didática, sendo a principal fonte deste trabalho no desenvolvimento da análise de cortes mínimos no capítulo 4.

Por fim em Souza (2003), o desenvolvimento do algoritmo de análise é baseado na utilização de um software (CONFIA), no entanto, há além da comparação dos índices de confiabilidade de diferentes arranjos de subestações, uma proposta de análise técnica e econômica dos resultados obtidos, extremamente relevante aos objetivos desse trabalho por tratar de questões de grande interesse das distribuidoras de energia.

---

## **4 Análise e Determinação dos Índices de Desempenho e Confiabilidade**

### **4.1 Considerações Iniciais**

Como parte de destaque no trabalho está a análise de dados reais dos indicadores de desempenho das subestações da Elektro, a qual será descrita e apresentada neste capítulo, juntamente com a determinação dos índices de confiabilidade calculados a partir do método de análise de cortes mínimos. Antes, porém, precisam ser ressaltadas importantes constatações que são também motivadoras desse trabalho.

Em geral, não encontramos análises desse tipo em outras distribuidoras ou até mesmo transmissoras de energia elétrica. Durante a pesquisa bibliográfica prévia ao trabalho, foram encontrados poucos estudos com dados reais de ocorrências e indicadores de desempenho de subestações dentro do sistema elétrico das concessionárias.

Além disso, como parte integrante do estágio desenvolvido na Elektro e também do estudo em questão, realizaram-se visitas técnicas em algumas das empresas transmissoras e distribuidoras de energia elétrica no estado de São Paulo de forma a conhecer melhores práticas na operação e planejamento de subestações, em especial métodos estatísticos e de análise de confiabilidade. Concluídas no total 4 visitas, realizadas no período de Março a Julho de 2011, não foi encontrado sequer um único recurso ou estudo estatístico semelhante aos pesquisados e estudados para a bibliografia desse trabalho. Na maior parte dos casos, a análise realizada para subestações é mais genérica e técnica, onde são documentadas e discutidas as ocorrências e desligamentos de maior relevância, de forma a corrigir as possíveis avarias e evitar novas falhas nos mesmos pontos, não existindo contudo, estudos estatísticos considerando eventos em longo prazo ou estimativas futuras de desempenho. O mais próximo disso foram contabilizações de reincidências de falhas em equipamentos e subestações, porém em períodos curtos (mensal ou anual). Essa

constatação está em acordo com as observações realizadas na Revisão Bibliográfica (capítulo 3) quanto ao período e quantidade de estudos, relacionados ao tema, com participação dessas empresas nos últimos anos.

Dentro da Elektro, o panorama é semelhante e está em conformidade com o que outras empresas têm apresentado. No caso das análises de falhas nas redes de distribuição, são empregados muitos modelos e métodos estatísticos que fornecem um melhor diagnóstico do desempenho do sistema, projetam índices futuros e indicam soluções de melhorias, visto que a quantidade de informações (volume e detalhamento das ocorrências) permite essa análise. No entanto, no caso de desligamentos em subestações a quantidade de análises realizadas é menor, sem a utilização de recursos estatísticos ou avaliações de longo prazo, onde os objetivos principais nesses estudos foram determinar principais causas de desligamentos, e localizar regiões geográficas da área de concessão com os melhores índices de desempenho, sendo que em nenhum dos casos, a topologia das subestações ou seus níveis de tensão foram considerados como critérios de análise.

Dessa forma ressalta-se a necessidade do presente estudo, como uma alternativa no auxílio à gestão eficiente do desempenho de subestações.

## **4.2 Sistema Elétrico da Elektro**

A Elektro tem sua área de concessão distribuída pelos estados de São Paulo (223 cidades) e Mato Grosso do Sul (5 cidades). Apesar de se concentrar em uma pequena parcela territorial do país, seus clientes ficam em regiões bastante esparsas e com características de carga heterogêneas. A fim de otimizar sua gestão operacional a área de concessão da empresa é dividida em 4 regiões: Centro, Leste, Oeste e Sul.

Em todas essas regiões a empresa dispõe de células de serviço, manutenção, expansão e planejamento da sua rede de distribuição. Contudo, a coordenação da operação em tempo real, tanto das subestações como das redes de distribuição, é centralizada na sede da empresa localizada na cidade de Campinas-SP, onde os operadores possuem supervisão telecomandada de grande parte dos equipamentos alojados na área de concessão, além de contato instantâneo com os eletricitistas que trabalham em campo.

Para atender as mais de duas milhões de unidades consumidoras (aproximadamente 5 milhões de pessoas), a empresa possui 126 subestações próprias além de diversos alimentadores particulares (13,8 kV) instalados em subestações da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP. No nosso estudo

será considerado apenas o conjunto das 126 subestações próprias, as quais se dividem em 5 grandes grupos de acordo com seus níveis de tensão:

- 138 kV (Cogeração) - Quantidade de Subestações: 6 - São subestações instaladas em unidades industriais com equipamentos de cogeração (usinas sucroalcooleiras e indústrias de celulose e papel), que possuem capacidade de injetar energia elétrica no sistema. Essas subestações têm o controle dividido entre a Elektro, a transmissora CTEEP e o próprio cliente cogrador;
- 138 kV - Quantidade de Subestações: 63 - O grupo com maior quantidade de subestações, presente em todas as regiões da concessão da Elektro;
- 88 kV - Quantidade de Subestações: 9 - Concentradas principalmente na região Leste e Sul do estado (Litoral e Vale do Paraíba). Juntamente com as subestações do primeiro grupo (138 kV - Cogeração) são as classes com menor quantidade de subestações;
- 69 kV - Quantidade de Subestações: 19 - Grande parte localizada na região Oeste;
- 34,5 kV - Quantidade de Subestações: 28 - Presentes em todas as regiões da área de concessão. Em geral são derivadas de alimentadores de outras subestações da Elektro. Atendem a pequenos municípios.

A grande maioria dessas Subestações (92%), está conectada à Rede Básica através de pontos de conexão com a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP.

Devido a algumas características históricas e geográficas, anteriores até mesmo à privatização da concessão da Elektro, o sistema elétrico da empresa difere muito entre os municípios e regiões. Não apenas nos níveis de tensão de suas subestações como já descrito, mas também nos arranjos estruturais, tipo, idade e fabricante dos equipamentos utilizados, entre outras características, o que de certa forma prejudica a uniformização da gestão e manutenção desse sistema, porém oferece um conteúdo muito rico para o desenvolvimento desse estudo.

### **4.3 Metodologia**

#### **4.3.1 Determinação dos Indicadores de Desempenho Reais**

Para desenvolvimento do trabalho foi necessário reduzir o universo de 126 subestações para um número menor de forma a permitir a viabilidade do estudo. Em primeiro lugar selecionaram-se apenas as 63 subestações com nível de tensão de 138 kV, visto que as mesmas estão presentes em todas as regiões eliminando de certa forma a influência geográfica sobre o estudo, condição já observada em outras análises realizadas pela empresa. Além disso, esse nível de tensão é o que contém maior quantidade de subestações e com características e equipamentos mais propícios à pesquisa.

Como o estudo teórico é baseado nos arranjos e tipos de equipamento de cada subestação bem como suas respectivas taxas de falhas, desenvolveu-se um trabalho de separação das 63 subestações previamente escolhidas em diferentes grupos de acordo com seus arranjos. O procedimento utilizado nessa tarefa encontra-se logo abaixo, seguido da descrição de como foram obtidos os índices reais históricos para cada grupo.

##### **4.3.1.1 Definição dos tipos**

Utilizou-se como critérios estruturais para divisão das subestações as seguintes características:

- (a) Quantidade de circuitos de entrada [1 ou 2]
- (b) Tipo de equipamento na entrada da subestação [Chave Seccionadora ou Disjuntor]
- (c) Tipo de barramento de Alta Tensão [Simples ou Duplo]
- (d) Presença de seccionadora de by-pass [Presente ou Ausente]
- (e) Quantidade de Transformadores de Potência [1, 2 ou 3]
- (f) Tipo de barramento de Baixa Tensão [Único ou Duplo]
- (g) Interligação de barramento de Baixa Tensão [Único, Seccionadora ou Disjuntor]
- (h) Presença de barra de transferência na saída da Subestação [Presente ou Ausente]

Foram, porém, desconsideradas outras importantes características, de forma a simplificar a análise, sendo também de grande grau de dificuldade ponderar suas

influências no estudo que se segue. Essas considerações estão descritas abaixo juntamente com as respectivas justificativas:

(a) Subestações digitalizadas (implementação de automação) - Esta condição não está diretamente ligada ao arranjo estrutural apesar de ser extremamente relevante na melhora das condições operativas e no desempenho da subestação, reduzindo principalmente a duração dos desligamentos.

(b) Quantidade de alimentadores - Existe uma grande diferença entre as subestações em relação à esta característica o que segmentaria demais os grupos.

(c) Carregamento dos transformadores - Característica que apresenta grande variação entre as subestações, assim como no item anterior sua consideração também segmentaria ainda mais a formação dos grupos.

#### **4.3.1.2 Levantamento de dados**

Após a separação nos diferentes tipos fez-se a busca no banco de dados da empresa e o cálculo dos indicadores DEC e FEC, descritos no capítulo 2, de cada grupo.

Foram utilizados valores históricos do período de 2006 - 2010 (5 anos). Para um estudo estatístico como esse a quantidade de informações é inferior à ideal, o que se deve às limitações do banco de dados utilizado que não possuía informações completas no período anterior ao escolhido. Constatou-se também que grande parte das subestações analisadas entraram em funcionamento em datas próximas ao início do intervalo observado, sendo assim, caso fosse utilizado um período de tempo maior, algumas das subestações observadas deveriam ser excluídas do estudo reduzindo o nosso universo de amostras.

Pela definição dada no capítulo 2, a determinação dos indicadores DEC e FEC é dada a partir de um determinado ponto de conexão onde está conectado um conjunto de clientes. Os conjuntos observados na elaboração dos indicadores nessa parte do trabalho foram todos aqueles conectados aos alimentadores das subestações analisadas. Em seguida foram calculados todos os indicadores desses conjuntos no período avaliado, considerando apenas as interrupções provocadas por falhas internas à subestação, excluindo assim falhas das linhas de transmissão e também das redes de distribuição entre outras. Na geração desses indicadores foram expurgadas interrupções com duração inferior à 3 minutos, procedimento determinado pela ANEEL, e que como mostrado posteriormente, poderá diferenciar a ocorrência de falhas passivas e ativas.

### 4.3.2 Resultados

Foram encontrados 20 tipos diferentes de subestações de acordo com a metodologia proposta. Para se obter uma melhor análise foram excluídos do estudo todos os grupos contendo menos que 3 subestações do mesmo tipo, resultando no total 8 diferentes grupos (50 subestações). Ainda assim houve uma diferença considerável na quantidade de subestações dentro de cada grupo - máximo de 12, mínimo de 3 subestações - fato que tentou ser amenizado na concepção dos indicadores, os quais foram ponderados por quantidade de subestações e por número de clientes. A fim de avaliar a influência dessas diferenças nos indicadores, foi realizado um teste estatístico de correlação (explicado no cap.5, pág. 64), entre os indicadores e a quantidade de subestações em cada grupo. No caso do DEC o índice de correlação foi de 45%, apontando independência entre as variáveis, contudo no FEC o índice foi de 91% o que não é desejado, não impedindo porém que as comparações finais sejam feitas.

Os diagramas de todas as subestações e as respectivas descrições de seus equipamentos, de acordo com os critérios empregados nas determinações dos grupos, estão apresentados nas figuras a seguir:

- Tipo A

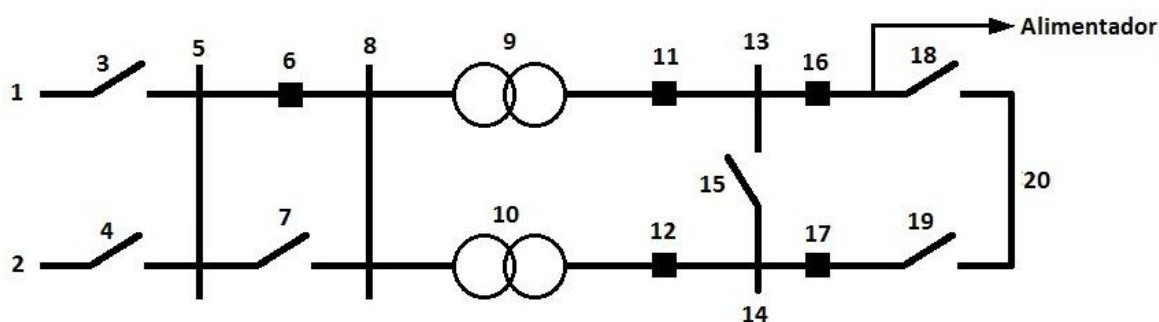


Figura 4.1 - Diagrama da subestação Tipo A

Tabela 4.1 - Critérios de determinação da subestação Tipo A

Critérios - Tipo A	
Circuitos de Entrada	2
Equipamento na entrada da subestação	Chave Seccionadora
Tipo de barramento de Alta Tensão	Duplo
Seccionadora de by-pass	Presente
Transformadores de Potência	2
Tipo de barramento de Baixa Tensão	Duplo
Interligação de barramento de Baixa Tensão	Seccionadora
Barra de Transferência na saída da Subestação	Presente



Tabela 4.2 - Equipamentos da subestação Tipo A

Numeração	Equipamento	Sigla
1, 2	Linha de Transmissão 138kV	LT 138
3, 4	Seccionadoras da Alta Tensão	29-AT
5, 8	Barramento de Alta Tensão	Barra AT
6	Disjuntor de Alta Tensão	52-AT
7	Seccionadora de By-pass	29-AT
9, 10	Transformador de Potência	Trafo 138
11, 12, 16, 17	Disjuntores de Baixa Tensão	52-BT
13, 14	Barramento de Baixa Tensão	Barra BT
15	Chave Interligadora de Barras	29-BT
18, 19	Seccionadoras da Baixa Tensão	29-BT
20	Barra de Transferência	Barra Transf

- Tipo B

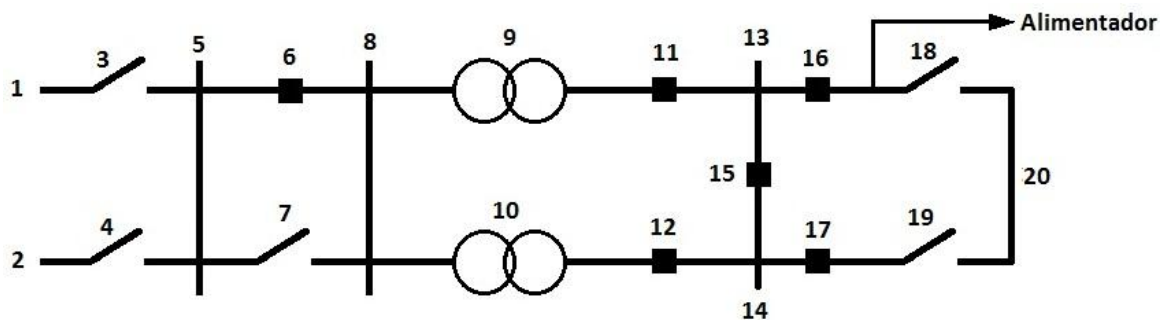


Figura 4.2 - Diagrama da subestação Tipo B

Tabela 4.3 - Critérios de determinação da subestação Tipo B

Critérios - Tipo B	
Circuitos de Entrada	2
Equipamento na entrada da subestação	Chave Seccionadora
Tipo de barramento de Alta Tensão	Duplo
Seccionadora de by-pass	Presente
Transformadores de Potência	2
Tipo de barramento de Baixa Tensão	Duplo
Interligação de barramento de Baixa Tensão	Disjuntor
Barra de Transferência na saída da Subestação	Presente

Tabela 4.4 - Equipamentos da subestação Tipo B

Numeração	Equipamento	Sigla
1, 2	Linha de Transmissão 138kV	LT 138
3, 4	Seccionadoras da Alta Tensão	29-AT
5, 8	Barramento de Alta Tensão	Barra AT
6	Disjuntor de Alta Tensão	52-AT
7	Seccionadora de By-pass	29-AT
9, 10	Transformador de Potência	Trafo 138
11, 12, 16, 17	Disjuntores de Baixa Tensão	52-BT
13, 14	Barramento de Baixa Tensão	Barra BT
15	Chave Interligadora de Barras	52-BT
18, 19	Seccionadoras da Baixa Tensão	29-BT
20	Barra de Transferência	Barra Transf

- Tipo C

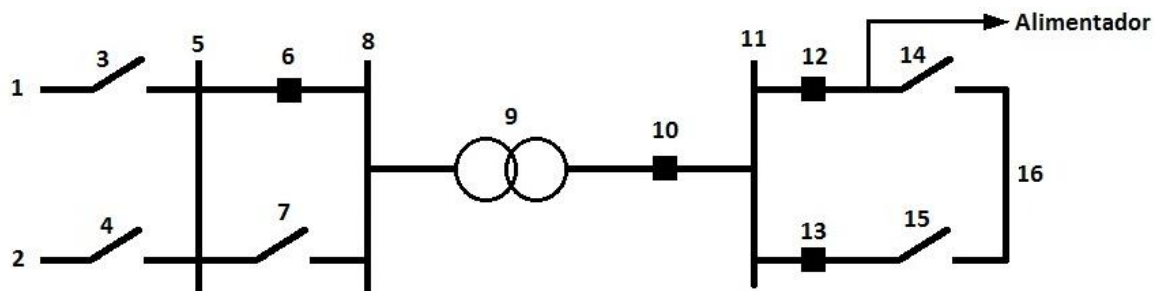


Figura 4.3 - Diagrama da subestação Tipo C

Tabela 4.5 - Critérios de determinação da subestação Tipo C

Critérios - Tipo C	
Circuitos de Entrada	2
Equipamento na entrada da subestação	Chave Seccionadora
Tipo de barramento de Alta Tensão	Duplo
Seccionadora de by-pass	Presente
Transformadores de Potência	1
Tipo de barramento de Baixa Tensão	Único
Interligação de barramento de Baixa Tensão	Único
Barra de Transferência na saída da Subestação	Presente

Tabela 4.6 - Equipamentos da subestação Tipo C

Numeração	Equipamento	Sigla
1, 2	Linha de Transmissão 138kV	LT 138
3, 4	Seccionadoras da Alta Tensão	29-AT
5, 8	Barramento de Alta Tensão	Barra AT
6	Disjuntor de Alta Tensão	52-AT
7	Seccionadora de By-pass	29-AT
9	Transformador de Potência	Trafo 138
10, 12, 13	Disjuntores de Baixa Tensão	52-BT
11	Barramento de Baixa Tensão	Barra BT
14, 15	Seccionadoras da Baixa Tensão	29-BT
16	Barra de Transferência	Barra Transf

- Tipo D

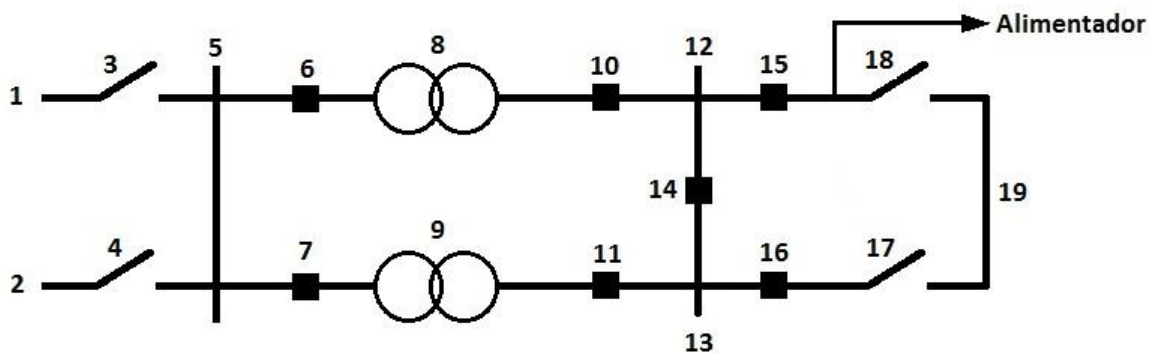


Figura 4.4 - Diagrama da subestação Tipo D

Tabela 4.7 - Critérios de determinação da subestação Tipo D

Critérios - Tipo D	
Circuitos de Entrada	2
Equipamento na entrada da subestação	Chave Seccionadora
Tipo de barramento de Alta Tensão	Único
Seccionadora de by-pass	Ausente
Transformadores de Potência	2
Tipo de barramento de Baixa Tensão	Duplo
Interligação de barramento de Baixa Tensão	Disjuntor
Barra de Transferência na saída da Subestação	Presente

Tabela 4.8 - Equipamentos da subestação Tipo D

Numeração	Equipamento	Sigla
1, 2	Linha de Transmissão 138kV	LT 138
3, 4	Seccionadoras da Alta Tensão	29-AT
5	Barramento de Alta Tensão	Barra AT
6, 7	Disjuntor de Alta Tensão	52-AT
8, 9	Transformador de Potência	Trafo 138
10, 11, 14, 15, 16	Disjuntores de Baixa Tensão	52-BT
12, 13	Barramento de Baixa Tensão	Barra BT
17, 18	Seccionadoras da Baixa Tensão	29-BT
19	Barra de Transferência	Barra Transf

- Tipo E

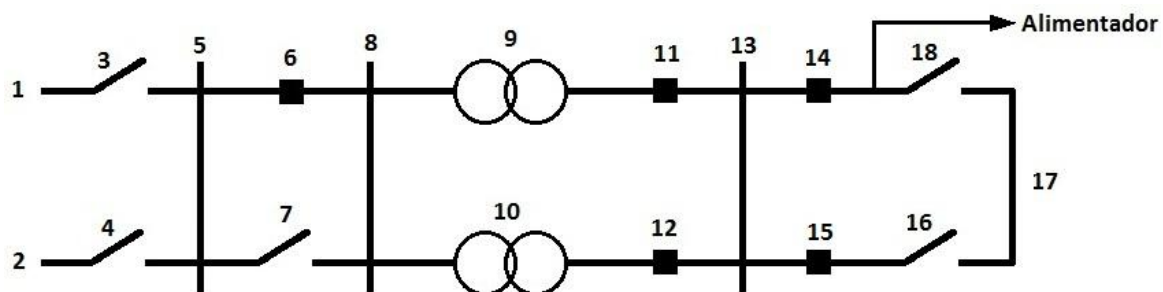


Figura 4.5 - Diagrama da subestação Tipo E

Tabela 4.9 - Critérios de determinação da subestação Tipo E

Critérios - Tipo E	
Circuitos de Entrada	2
Equipamento na entrada da subestação	Chave Seccionadora
Tipo de barramento de Alta Tensão	Duplo
Seccionadora de by-pass	Presente
Transformadores de Potência	2
Tipo de barramento de Baixa Tensão	Único
Interligação de barramento de Baixa Tensão	Único
Barra de Transferência na saída da Subestação	Presente

Tabela 4.10 - Equipamentos da subestação Tipo E

Numeração	Equipamento	Sigla
1, 2	Linha de Transmissão 138kV	LT 138
3, 4	Seccionadoras da Alta Tensão	29-AT
5, 8	Barramento de Alta Tensão	Barra AT
6	Disjuntor de Alta Tensão	52-AT
7	Seccionadora de By-pass	29-AT
9, 10	Transformador de Potência	Trafo 138
11, 12, 14, 15	Disjuntores de Baixa Tensão	52-BT
13	Barramento de Baixa Tensão	Barra BT
16, 18	Seccionadoras da Baixa Tensão	29-BT
17	Barra Transferência	Barra Transf

- Tipo F

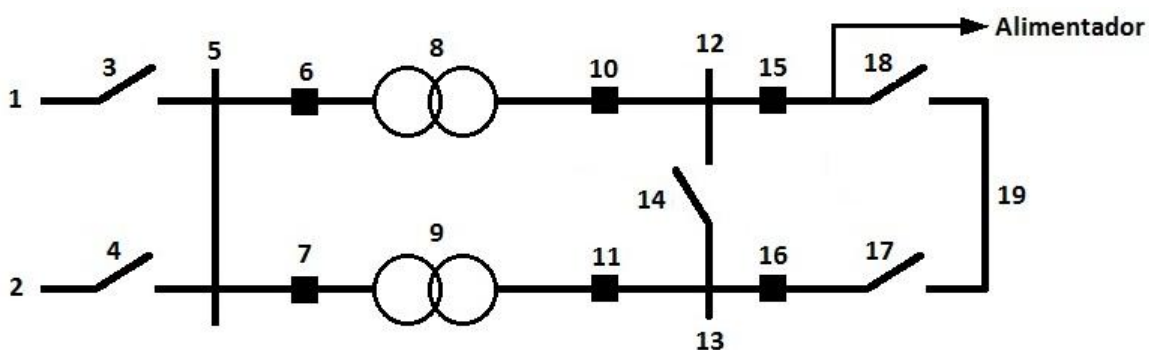


Figura 4.6 - Diagrama da subestação Tipo F

Tabela 4.11 - Critérios de determinação da subestação Tipo F

Critérios - Tipo F	
Circuitos de Entrada	2
Equipamento na entrada da subestação	Chave Seccionadora
Tipo de barramento de Alta Tensão	Único
Seccionadora de by-pass	Ausente
Transformadores de Potência	2
Tipo de barramento de Baixa Tensão	Duplo
Interligação de barramento de Baixa Tensão	Seccionadora
Barra de Transferência na saída da Subestação	Presente

Tabela 4.12 - Equipamentos da subestação Tipo F

Numeração	Equipamento	Sigla
1, 2	Linha de Transmissão 138kV	LT 138
3, 4	Seccionadoras da Alta Tensão	29-AT
5	Barramento de Alta Tensão	Barra AT
6, 7	Disjuntor de Alta Tensão	52-AT
8, 9	Transformador de Potência	Trafo 138
10, 11, 15, 16	Disjuntores de Baixa Tensão	52-BT
12, 13	Barramento de Baixa Tensão	Barra BT
14, 17, 18	Seccionadoras da Baixa Tensão	29-BT
19	Barra de Transferência	Barra Transf

- Tipo G

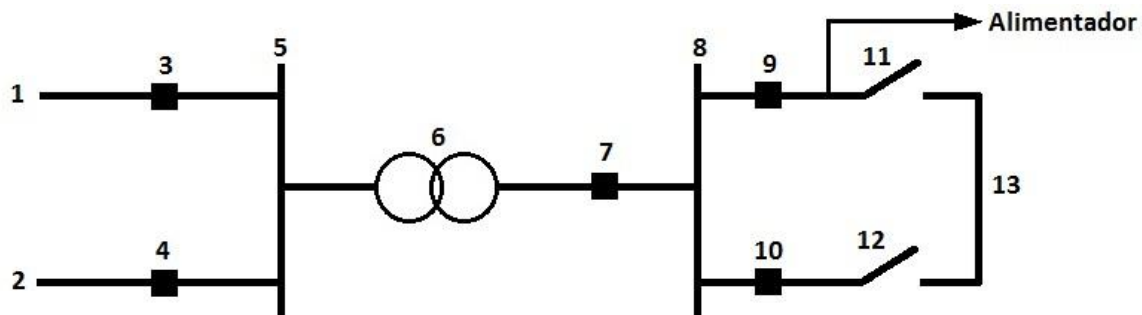


Figura 4.7 - Diagrama da subestação Tipo G

Tabela 4.13 - Critérios de determinação da subestação Tipo G

Critérios - Tipo G	
Circuitos de Entrada	2
Equipamento na entrada da subestação	Disjuntor
Tipo de barramento de Alta Tensão	Único
Seccionadora de by-pass	Ausente
Transformadores de Potência	1
Tipo de barramento de Baixa Tensão	Único
Interligação de barramento de Baixa Tensão	Único
Barra de Transferência na saída da Subestação	Presente

Tabela 4.14 - Equipamentos da subestação Tipo G

Numeração	Equipamento	Sigla
1, 2	Linha de Transmissão 138kV	LT 138
3, 4	Disjuntor de Alta Tensão	52-AT
5	Barramento de Alta Tensão	Barra AT
6	Transformador de Potência	Trafo 138
7, 9, 10	Disjuntores de Baixa Tensão	52-BT
8	Barramento de Baixa Tensão	Barra BT
11, 12	Seccionadoras da Baixa Tensão	15, 17
13	Barra de Transferência	Barra Transf

- Tipo H

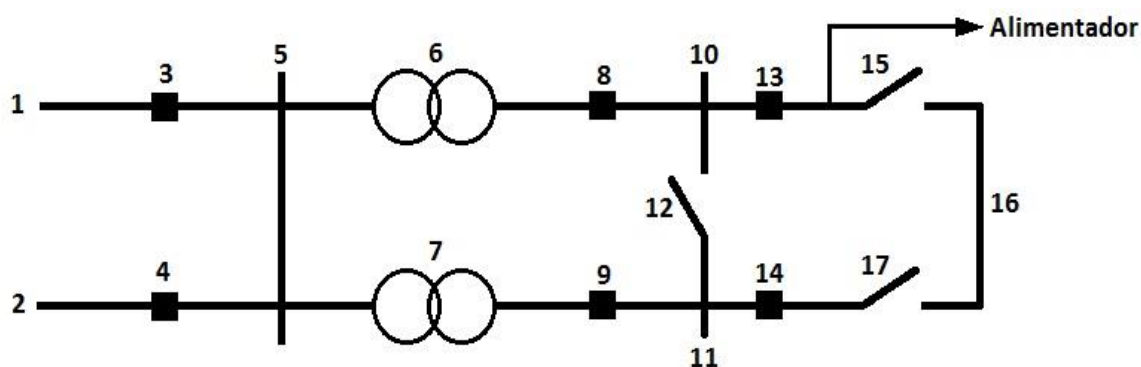


Figura 4.8 - Diagrama da subestação Tipo H

Tabela 4.15 - Critérios de determinação da subestação Tipo H

Critérios - Tipo H	
Circuitos de Entrada	2
Equipamento na entrada da subestação	Disjuntor
Tipo de barramento de Alta Tensão	Único
Seccionadora de by-pass	Ausente
Transformadores de Potência	2
Tipo de barramento de Baixa Tensão	Duplo
Interligação de barramento de Baixa Tensão	Seccionadora
Barra de Transferência na saída da Subestação	Presente

Tabela 4.16 - Equipamentos das subestações Tipo H

Numeração	Equipamento	Sigla
1, 2	Linha de Transmissão 138kV	LT 138
3, 4	Disjuntor de Alta Tensão	52-AT
5	Barramento de Alta Tensão	Barra AT
6, 7	Transformador de Potência	Trafo 138
8, 9, 13, 14	Disjuntores de Baixa Tensão	52-BT
10, 11	Barramento de Baixa Tensão	Barra BT
12	Chave Interligadora de Barras	29-BT
15, 17	Seccionadoras da Baixa Tensão	15, 17
16	Barra de Transferência	Barra Transf

Na Tabela 4.17 estão os valores de DEC e FEC encontrados para cada grupo, bem como a quantidade de subestações:

Tabela 4.17 - Indicadores por arranjo de subestação

Tipo	Qtde. de subestações	DEC	FEC
<b>A</b>	12	0,2936	0,6309
<b>B</b>	11	0,3055	0,5706
<b>C</b>	9	0,5287	0,6579
<b>D</b>	5	0,2220	0,3939
<b>E</b>	4	0,2074	0,2450
<b>F</b>	3	0,2905	0,3438
<b>G</b>	3	0,3284	0,3480
<b>H</b>	3	0,1364	0,3017

Os valores da tabela foram também representados no gráfico a seguir, com os índices de DEC e FEC no eixo primário à esquerda e as quantidades de subestações no eixo secundário à direita, representadas pela linha azul. A visualização gráfica permite observar melhor a influência entre a quantidade de subestações e o FEC, além de uma provável independência entre o DEC e o FEC.



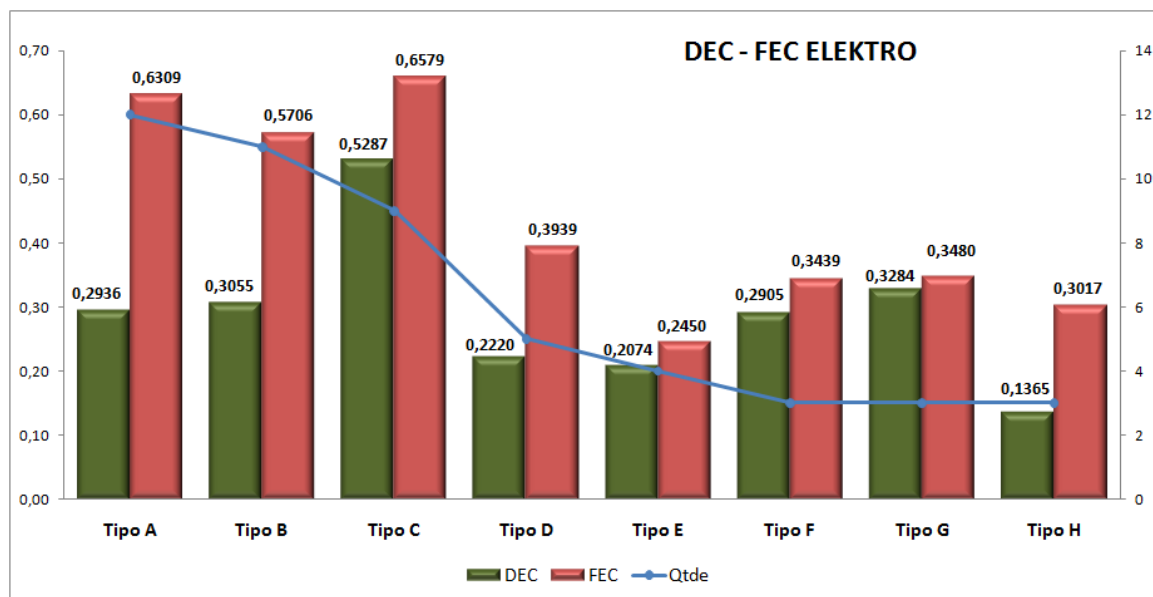


Figura 4.9 - Gráfico de indicadores por arranjo de subestação

### 4.3.3 Determinação dos índices de confiabilidade

Nesta parte do trabalho será explicada e desenvolvida a metodologia para determinar os índices de confiabilidade esperados para cada um dos tipos de subestações definidos na seção anterior. Assim, como explicado no capítulo anterior, será realizada uma análise baseada no método dos cortes mínimos, que estabelece a partir do ponto de carga quais as combinações de elementos cujas falhas levam à interrupção do fornecimento de energia no alimentador da subestação que está sendo observado.

Primeiramente, devido à escassez de informações relacionadas às taxas de falha, foram estabelecidas alternativas para realização dos cálculos. Para as taxas de falha das proteções dos transformadores utilizaram-se taxas observadas, bem como para as taxas de falhas dos disjuntores alimentadores, cuja fonte de dados foi um estudo realizado na Elektro nos anos de 2001-2004 (ELEKTRO, 2004), que contabilizou a quantidade de determinados eventos discretizados por tipo de equipamento. Já para os outros itens utilizou-se uma tabela padrão de taxas estimadas presente em duas fontes distintas (BILLINGTON; ALLAN, 1984) e (CAMARGO, 1981). Os valores com certeza são bastante distintos dos reais, porém, por serem constantes para todos os casos analisados, acredita-se que o resultado final atenuará o erro proveniente da falta de qualidade desses dados, fazendo sobressair quais topologias de subestações realmente tem um melhor desempenho, o que é afinal o objetivo desse estudo.

Foram também feitas algumas simplificações e considerações para permitir uma análise mais generalizada dos índices procurados. Esse procedimento está diretamente relacionado com as generalizações também realizadas no item anterior (pag. 45) as quais se devem à existência de grandes diferenças estruturais entre as subestações analisadas e também à falta de informações mais precisas e detalhadas sobre os equipamentos e as características construtivas das subestações. Além disso, essas simplificações facilitam os cálculos sem perder a precisão desejada, visto que está sendo desenvolvida uma análise qualitativa. Dentre as considerações destacam-se:

- a) Todas as subestações foram modeladas com dois alimentadores de saída. No caso de possuírem barras separadas, os alimentadores foram alocados cada um em uma barra. Possuindo barra única foram ambos colocados nessa mesma barra;
- b) O ponto de fornecimento observado foi um dentre esses alimentadores;
- c) Características de carregamento dos transformadores também não foram consideradas. No estudo desenvolvido em Souza (2003) realizou-se esse tipo de análise, na tentativa de diferenciar a variação de confiabilidade quando se considera ou não os efeitos de carregamento, porém, devido principalmente à falta de informações, optou-se por desconsiderar esses efeitos nesse estudo. Assim, em todos os cálculos, define-se que a qualquer momento, um dos transformadores tem condições de assumir sozinho toda a carga da subestação;
- d) Nos arranjos reais tem-se a presença de chaves seccionadoras posicionadas em ambas as extremidades dos disjuntores e em alguns casos também dos transformadores. Esses equipamentos têm a função de isolar (seccionamento visível) os dispositivos aos quais estão conectados nas situações onde são executados serviços de manutenção, protegendo as ações dos técnicos e eletricitistas. São acionados manualmente apenas em situações sem carga, não estando diretamente relacionados às manobras de operação ou modos de falha analisados. Sendo assim foram desconsiderados em todos os arranjos.

Outras simplificações feitas foram explicadas no decorrer do capítulo, junto aos cálculos, para facilitar ainda mais a compreensão e as respectivas justificativas.

De forma a tornar o procedimento mais claro as análises foram divididas em duas partes, primeiramente considerando as falhas passivas e em seguida as falhas ativas. Nos dois casos o método aplicado foi o mesmo, porém as taxas de falhas e determinados procedimentos foram trabalhados de formas diferentes. Os resultados

finais para todos os tipos de subestações, construídos a partir da soma dos índices passivos e ativos, foram colocados no término do capítulo na Tabela 4.25

Também foi utilizada a subestação do Tipo H como caso exemplo durante todo o procedimento, ilustrando passo a passo como os cálculos foram desenvolvidos. Seu respectivo diagrama pode ser visualizado na Figura 4.8 (página 51), juntamente com a descrição de seus equipamentos na Tabela 4.16.

#### 4.3.3.1 Cálculo de índices de confiabilidade - Falhas Passivas

Os valores de taxas de falha passivas ( $\lambda_p$  - falhas/ano), tempo de reparo ( $r_p$  - horas), taxas de manutenção ( $\lambda_m$  - manutenções/ano) e tempo de manutenção ( $r_m$  - horas) para cada equipamento estão descritos na tabela abaixo:

Tabela 4.18 - Taxas de falha passivas e de manutenção

Equipamento	$\lambda_p$	$r_p$	$\lambda_m$	$r_m$
LT 138	0,090	7,330	1,000	8,000
29-AT	0,220	2,090	0,250	4,000
29-BT	0,220	2,090	0,250	4,000
Barra AT	0,024	2,000	---	---
Barra BT	0,024	2,000	0,250	2,000
52-AT	0,230	11,130	0,250	24,000
52-BT	0,020	3,000	0,250	12,000
Trafo 138	0,100	1000,000	0,500	48,000
Barra Transf	0,024	2,000	0,250	2,000

O primeiro passo para encontrar a taxa de falha passiva total da subestação é determinar os possíveis caminhos entre um dos pontos de fornecimento de energia (linhas de transmissão) e o alimentador analisado. Como exemplo, um dos caminhos da subestação Tipo H pode ser a entrada de energia através da linha de transmissão (1), passando em seguida pelo disjuntor (3) e barramento (5). Em seguida os níveis de tensão são reduzidos pelo transformador (6), prosseguindo através do disjuntor (8), barramento de BT (10) e disjuntor (13), chegando ao alimentador. Abrindo-se o disjuntor (13), pode-se encontrar um novo caminho, através da chave (12), do barramento (11), do disjuntor (14), das chaves (15) e (17) e da barra de transferência (16). Os outros caminhos físicos podem ser determinados de acordo com o estado dos disjuntores e das chaves seccionadoras, sendo que no caso da subestação Tipo H, existem 8 caminhos possíveis. Na tabela 4.19, estão descritos esses caminhos, um por linha, com a indicação numérica dos equipamentos que fazem parte dos mesmos, sendo que os dois caminhos já descritos podem ser encontrados nas primeiras linhas da tabela.

Tabela 4.19 - Lista de caminhos das subestações Tipo H

Caminhos	Equipamentos											
1	1	3	5	6	8	10	13					
2	1	3	5	6	8	10	11	12	14	15	16	17
3	1	3	5	7	9	10	11	12	13			
4	1	3	5	7	9	11	14	15	16	17		
5	2	4	5	6	8	10	13					
6	2	4	5	6	8	10	11	12	14	15	16	17
7	2	4	5	7	9	10	11	12	13			
8	2	4	5	7	9	11	14	15	16	17		

Em seguida, é estabelecida a matriz de cortes mínimos, muito semelhante à tabela acima, visto que representa exatamente a mesma informação, porém de forma diferente. Nessa matriz, cada um dos equipamentos da subestação está identificado em uma das colunas, enquanto os 8 possíveis caminhos são descritos nas linhas. Quando um equipamento for parte componente do caminho da linha analisada, deverá apresentar o valor 1, caso contrário, quando estiver ausente do caminho descrito, apresenta o valor 0. Como exemplo, a segunda coluna da matriz, que representa o equipamento (2), deverá apresentar o valor 0 nas quatro primeiras linhas, e o valor 1 nas quatro últimas, indicando ser um equipamento que compõe apenas os caminhos 5, 6, 7 e 8 e não faz parte dos caminhos 1, 2, 3 e 4. A construção dessa matriz é essencial para o desenvolvimento do algoritmo de determinação dos índices de confiabilidade, e está apresentada na Tabela 4.20.

Tabela 4.20 - Matriz de Cortes Mínimos (CutSets) das subestações Tipo H

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	0	1	0	1	1	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0
2	1	0	1	0	1	1	0	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1
3	1	0	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0
4	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	1	1	1	1
5	0	1	0	1	1	1	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0
6	0	1	0	1	1	1	0	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1
7	0	1	0	1	1	0	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0
8	0	1	0	1	1	0	1	0	1	0	1	0	0	1	1	1	1

A matriz de cortes mínimos foi construída no software MS Excel, onde após sua conclusão aplicou-se a função lógica OR (OU), em todas as possíveis combinações entre duas colunas: 1 e 2, 1 e 3, 1 e 4, e assim sucessivamente até 16 e 17. As combinações cujas saídas em todas as linhas foram iguais a 1, as quais estão listadas na Tabela 4.21, são consideradas como cortes mínimos de segunda ordem, que representam todos os conjuntos de equipamentos cujas falhas ou saídas simultâneas interrompem o fornecimento de energia.

Tabela 4.21 - Cortes Mínimos de 2ª ordem das subestações Tipo H

1 - 2	6 - 11	10 - 11	11 - 13
1 - 4	7 - 8	10 - 14	13 - 14
2 - 3	7 - 10	10 - 15	13 - 15
3 - 4	8 - 9	10 - 16	13 - 16
6 - 7	8 - 11	10 - 17	13 - 17
6 - 9	9 - 10		

O equipamento 5, que apresenta o número 1 em todas as linhas da matriz de cortes mínimos, é considerado um corte de primeira ordem, significando que uma simples falha desse equipamento, independente do comportamento de qualquer outro, representa interrupção no fornecimento de energia. Dessa forma esse item foi excluído da análise anterior (aplicação da função OR). É importante destacar que nos cortes de primeira ordem não são consideradas as taxas de manutenção, já que na programação da manutenção dos mesmos são utilizados recursos de forma a permitir a continuidade do fornecimento de energia para os alimentadores dessas subestações, como por exemplo, subestações móveis ou reconfiguração da rede providenciando o fornecimento temporário por meio de alimentadores de outras subestações. Além disso, para não distorcer muito os resultados das subestações dos tipos C e G, cujos transformadores são considerados cortes de primeira ordem, reduziram-se os índices  $r_p$  dos mesmos de 1000 horas para 12 horas, considerado o tempo máximo para que a subestação restabeleça seu serviço através da manutenção de seus equipamentos ou da utilização de dispositivos auxiliares móveis.

Foram desconsiderados cortes de 3ª ordem, isto é, eventos em que a falha simultânea de 3 equipamentos interrompa o fornecimento de energia, devido à probabilidade muito pequena de que esses cortes ocorram. Essa simplificação foi também adotada na maior parte dos estudos presentes na bibliografia desse trabalho.

Definidos então todos os cortes de 1ª e 2ª ordem, prosseguiu-se calculando as três possibilidades de que combinações de falhas passivas impliquem na interrupção do fornecimento, sendo elas:

- a) Ocorrência de falhas passivas nos equipamentos de 1ª ordem (no caso da subestação Tipo H, aplica-se apenas ao equipamento (5));
- b) Ocorrência de falhas passivas simultâneas em equipamentos de 2ª ordem (no caso da subestação Tipo H aplica-se a todos os conjuntos de equipamentos da Tabela 4.21);

- c) Ocorrência de falha passiva em um equipamento, enquanto outro, cuja saída implique em corte (2ª ordem), esteja em manutenção (aplica-se aos mesmos conjuntos do item anterior).

São utilizadas as fórmulas a seguir, a partir das taxas de falhas dos equipamentos para calcular os índices de confiabilidade resultantes desses tipos de falhas passivas:

- Falhas passivas de primeira ordem (equipamento i) (CAMARGO, 1981):

$$\lambda p1 = \lambda pi \quad (4.1)$$

$$rp1 = rpi \quad (4.2)$$

$$Up1 = \lambda p1 \times rp1 \quad (4.3)$$

- Falhas passivas de segunda ordem (equipamentos i, j) (CAMARGO, 1981):

$$\lambda p2 = \lambda pi \times \lambda pj \times (rpi + rpj) \quad (4.4)$$

$$rp2 = \frac{rpi \times rpj}{rpi + rpj} \quad (4.5)$$

$$Up2 = \lambda p2 \times rp2 \quad (4.6)$$

- Falha passiva de um equipamento (i) quando um equipamento (j) está em manutenção (CAMARGO, 1981):

$$\lambda p3 = \lambda pi \times \lambda mj \times rmj + \lambda pj \times \lambda mi \times rmi \quad (4.7)$$

$$rp3 = \frac{\lambda pi \times \lambda mj \times rmj}{\lambda p3} \times \frac{rpi \times rmj}{rpi + rmj} + \frac{\lambda pj \times \lambda mi \times rmi}{\lambda p3} \times \frac{rpj \times rmi}{rpj + rmi} \quad (4.8)$$

$$Up3 = \lambda p3 \times rp3 \quad (4.9)$$

Calculados todos os índices, para os diferentes cortes (1ª e 2ª ordem), executam-se as somas desses índices, determinando a contribuição das falhas passivas nos índices totais de confiabilidade, de acordo com os seguintes cálculos:

- Falhas passivas totais das subestações Tipo H (CAMARGO, 1981):

$$\lambda pH = \sum_{i=1}^3 \lambda pi \quad (4.10)$$

$$UpH = \sum_{i=1}^3 Upi \quad (4.11)$$

$$rpH = \frac{UpH}{\lambda pH} \quad (4.12)$$

No caso das subestações do Tipo H, os índices finais foram:

**Tabela 4.22 - Índices de confiabilidade para subestações do Tipo H - Falhas Passivas**

<b>Cortes</b>	<b><math>\lambda_p</math> (falhas/ano)</b>	<b>Up (horas/ano)</b>	<b>rp (horas/falha)</b>
1ª Ordem	0,0240	0,0480	2,0000
2ª Ordem (Passiva + Passiva)	0,0035	1,1452	43,3300
2ª Ordem (Passiva + Manutenção)	0,0021	0,0566	26,2472
<b>Totais</b>	<b>0,0297</b>	<b>1,2498</b>	<b>42,0889</b>

#### **4.3.3.2 Cálculo de índices de confiabilidade - Falhas Ativas**

Para o cálculo dos índices de confiabilidade provenientes das falhas ativas dos equipamentos de uma subestação, os procedimentos utilizados são diferentes do caso das falhas passivas, fazendo-se necessário um estudo mais aprofundado das características de operação da subestação. Não há um algoritmo específico como no caso anterior, porém, deve-se realizar uma análise com o mesmo objetivo final, ou seja, determinar as possibilidades de que uma falha ativa provoque um corte entre as linhas de transmissão e o alimentador observado, interrompendo o fornecimento de energia.

Motivados mais uma vez pela ausência de informações e grandes diferenças estruturais entre as subestações estudadas, optou-se por realizar novas simplificações e generalizações de forma a viabilizar o estudo, sendo consideradas apenas as falhas ativas dos transformadores, e dos alimentadores. Os critérios utilizados para excluir os outros equipamentos dessa análise foram principalmente as pequenas diferenças de suas contribuições aos índices de confiabilidade globais das subestações, visto que o comportamento dos mesmos é bem parecido em todos os tipos de subestações. Excluíram-se também os equipamentos cujas falhas ativas sejam dependentes da atuação de proteções do sistema de transmissão, pois o objetivo do estudo é verificar a robustez interna da subestação, independente do desempenho dos sistemas externos conectados a ela.

No caso dos transformadores, utilizou-se a norma interna da Elektro “ND.62 – Proteções de Subestações de Distribuição”, para definir seus modos de falha, isto é, quais dispositivos são afetados quando há uma falha ativa nesses equipamentos, conceito anteriormente definido no capítulo 3. Para se obter maior precisão e diferenciar

melhor o comportamento entre os tipos de subestações, as falhas ativas dos transformadores foram subdivididas em três índices de acordo com os tipos de proteção de seus relés, sendo eles: sobrecorrente de AT, sobrecorrente de BT e diferencial. Na tabela abaixo seguem os modos de falha (disjuntores que recebem comando de abertura) para cada tipo de subestação e os respectivos efeitos sobre a carga de acordo com a proteção do transformador que atuar:

**Tabela 4.23 - Modos de falha das proteções dos transformadores (ELEKTRO, 2009)**

Tipo de Subestação	Sobrecorrente AT		Diferencial		Sobrecorrente BT	
	Disjuntores que abrem	Efeito sobre a carga	Disjuntores que abrem	Efeito sobre a carga	Disjuntores que abrem	Efeito sobre a carga
A	Disj. AT 2 Disj. BT	Interrompe	Disj. AT 2 Disj. BT	Interrompe	Disj. BT	Nenhum
B	Disj. AT 2 Disj. BT	Interrompe	Disj. AT 2 Disj. BT	Interrompe	Disj. BT	Nenhum
C	Disj. AT Disj. BT	Interrompe	Disj. AT Disj. BT	Interrompe	Disj. BT	Interrompe
D	Disj. AT Disj. BT	Nenhum	Disj. BT	Nenhum	Disj. AT Disj. BT	Nenhum
E	Disj. AT 2 Disj. BT	Interrompe	Disj. AT 2 Disj. BT	Interrompe	Disj. AT 2 Disj. BT	Interrompe
F	Disj. AT Disj. BT	Nenhum	Disj. BT	Nenhum	Disj. AT Disj. BT	Nenhum
G	Disj. AT Disj. BT	Interrompe	Disj. AT Disj. BT	Interrompe	Disj. BT	Interrompe
H	Disj. AT 2 Disj. BT	Interrompe	Disj. AT 2 Disj. BT	Interrompe	Disj. BT	Nenhum

As taxas de ocorrência desses 3 tipos de falhas ativas foram determinadas através de um estudo realizado na empresa que contabilizou as causas de diversas ocorrências por um período de 4 anos (ELEKTRO, 2004). Por se tratar de valores da mesma ordem de grandeza das taxas passivas, além de serem aplicados de forma equivalente nos cálculos para todos os tipos de subestações, define-se que a utilização dessas taxas é coerente com os objetivos do estudo. Essas taxas observadas estão definidas na tabela abaixo por tipo de proteção dos transformadores, onde  $\lambda_a$  indica a quantidade de atuações da proteção por ano e  $S$  o tempo médio para isolar o defeito e restabelecer o funcionamento do sistema conforme explicado no capítulo 3:



Tabela 4.24 - Taxas de falhas ativas das proteções dos transformadores

Proteção	$\lambda_a$ (falhas/ano)	S (horas/falha)
Sobrecorrente AT	0,0201	1
Diferencial	0,0093	1
Sobrecorrente BT	0,0201	1

Excluí-se dessa análise as subestações do Tipo C e G, já que possuem apenas um transformador. Nesses casos, a consideração de falhas passivas de 1ª ordem, elimina a necessidade de também considerar as falhas ativas (CAMARGO, 1981).

Por fim calculou-se a influência das falhas ativas nos alimentadores das subestações. Essa análise desconsiderou as atuações do alimentador que está sendo avaliado como ponto de entrega de energia à carga e se concentrou ao comportamento das subestações na ocorrência de falhas no outro alimentador presente nos modelos. As taxas de falha nesse caso foram definidas por observação, dividindo a quantidade total de eventos que provocaram atuação do disjuntor de proteção do alimentador pela quantidade de alimentadores da Elektro, obtendo-se um valor aproximado de 0,025 (falhas/ano).

Em alguns dos modos de falha considerados acima, observa-se que o problema é isolado sem que haja interrupção de energia no alimentador observado. Entretanto, nesses casos há que se considerar ainda mais uma hipótese presente nas operações de subestações, trata-se da probabilidade de que os disjuntores solicitados a atuar fiquem presos e não isolem o problema em tempo hábil. Nesses casos o sistema de proteção da subestação automaticamente envia um sinal para outro disjuntor ou dispositivo na tentativa de novamente isolar a falha. Caso isso ocorra, existe o risco de que uma subestação que não desligava nos modos de falha normais, passe agora a interromper o fornecimento de energia à carga. Sendo assim, é necessário incluir o impacto desse tipo de ocorrência no nosso estudo. Os índices para a ocorrência de disjuntor preso são:  $dpAT = 0,005$  ocorrências/ano e  $dpBT = 0,06$  ocorrências/ano.

As fórmulas utilizadas para definir os índices de confiabilidade a partir das taxas de falhas ativas estão definidas abaixo:

- Falhas ativas de equipamentos (i) e atuações de proteção de transformadores (CAMARGO, 1981):

$$\lambda_{a1} = \lambda_{ai} \quad (4.13)$$

$$ra1 = S_i \quad (4.14)$$

$$U_{a1} = \lambda_{a1} \times ra1 \quad (4.15)$$

- Falhas ativas de um componente (i) e um disjuntor (j) preso (CAMARGO, 1981):

$$\lambda a2 = \lambda ai \times dpj \quad (4.16)$$

$$ra2 = Si \quad (4.17)$$

$$Ua2 = \lambda a2 \times ra2 \quad (4.18)$$

### 4.3.3.3 Índices totais de confiabilidade

Para determinar os índices totais da confiabilidade de cada subestação, a partir de seus índices individuais de taxas de falha passivas e ativas, prossegue-se com os seguintes cálculos:

- Taxas de falha totais (falhas/ano) (CAMARGO, 1981):

$$\lambda T = \sum \lambda p + \sum \lambda a \quad (4.19)$$

- Tempo médio parado por ano (horas/ano) (CAMARGO, 1981):

$$UT = \sum \lambda p \times rp + \sum \lambda a \times ra \quad (4.20)$$

- Duração média das falhas (horas) (CAMARGO, 1981):

$$rT = \frac{UT}{\lambda T} \quad (4.21)$$

Os resultados finais para todos os tipos de subestação estão representados na tabela abaixo:

Tabela 4.25 - Índices totais de confiabilidade por tipo de subestações

Tipo	$\lambda T$ [falhas/ano]	UT [horas/ano]	rT [horas/falha]
A	0,130144	1,360782	10,455981
B	0,115144	1,330782	11,557556
C	0,208153	1,436393	6,900641
D	0,040441	1,349736	33,375825
E	0,160084	1,403016	8,764261
F	0,055417	1,331713	24,030705
G	0,184442	1,393187	7,553521
H	0,086305	1,311915	15,200863

---

## 5 Comparação dos Resultados

### 5.1 Metodologia

Diante do que foi exposto no capítulo 3, será utilizada nesse trabalho uma análise qualitativa na comparação entre os resultados calculados e os índices de desempenho reais, devido à ausência de valores de taxas de falha mais precisos e uma metodologia de cálculo mais específica, que possibilite obter valores de DEC e FEC esperados. Encontram-se nesse nível do trabalho cinco índices de desempenho diferentes para cada tipo de subestação sendo eles: DEC, FEC (índices reais),  $\lambda T$ ,  $rT$  e UT (índices calculados).

Como explicado anteriormente, a análise qualitativa é realizada através de comparação de níveis de desempenho, sem a intenção de encontrar valores determinísticos de índices de confiabilidade esperados. Assim, o procedimento utilizado, será primeiramente estabelecer um ranking de desempenho de subestações a partir de seus indicadores observados de DEC e FEC, lembrando que não necessariamente a classificação será a mesma quando se observa cada uma das variáveis de forma independente, visto que nem sempre a subestação que apresenta os melhores índices de DEC também apresentará os menores índices de FEC. Em seguida serão sobrepostos a esses rankings os valores calculados de índices de confiabilidade, observando se há coerência entre os resultados comparados.

A taxa de falha total da subestação,  $\lambda T$ , será comparada ao indicador FEC, visto que se espera de uma subestação com menor quantidade de falhas no fornecimento a seus alimentadores, um valor menor no indicador que mede a frequência equivalente de interrupções. A duração média anual das falhas, UT, conseqüentemente será comparada ao indicador DEC, a partir do princípio de que uma subestação com capacidade de restabelecer seu funcionamento de forma mais rápida após as falhas, poderá ter um indicador de duração equivalente de interrupções menor. O índice  $rT$  não será utilizado nessa análise visto que não foram obtidas outras variáveis reais passíveis de serem comparadas a esse índice.

Na avaliação de coerência entre os resultados sobrepostos serão utilizados dois recursos estatísticos simples, obtidos através do software MS Excel 2007, sendo eles:

- a) Análise gráfica - Os indicadores reais serão mostrados em dois gráficos (DEC e FEC) ordenados por desempenho, do menor para o maior. No gráfico do FEC será adicionada a série de valores  $\lambda T$ . Considerando que as duas variáveis possuem ordens de grandeza diferentes aplicar-se-á no gráfico a função eixo secundário de forma a melhorar a visualização. O mesmo procedimento será realizado no gráfico do DEC com a série de valores UT. O objetivo dessa análise será visualizar a coerência visual entre os valores onde, caso haja consistência nas comparações, os gráficos apresentarão duas retas com comportamento bastante parecido, evidenciando se os grupos de subestações com melhor desempenho real são os mesmos com melhores índices calculados.
- b) Coeficiente de correlação de Pearson - Os coeficientes de correlação são uma importante ferramenta para se aferir o nível de independência existente entre duas variáveis. Baixos índices de correlação indicam haver um alto grau de independência nas séries comparadas, isto é, uma variável tem pouca influência no comportamento da outra. Conseqüentemente índices altos vão sugerir a situação contrária. No teste de correlação de Pearson os valores obtidos, denominados de  $\rho$ , estão sempre dentro do intervalo  $[-1, 1]$ , e em geral são classificados da seguinte forma:

- |                         |  |
|-------------------------|--|
| (i) $\rho > 0,7$        | indica forte correlação entre as séries; |
| (ii) $0,3 > \rho > 0,7$ | indica correlação moderada;              |
| (iii) $0 > \rho > 0,3$  | fraca correlação ou independência.       |

Para resultados entre  $[0, -1]$  vale a mesma classificação, indicando porém uma correlação negativa, isto é, enquanto uma série cresce a outra diminui. Através do comando PEARSON, calcula-se esse coeficiente nas duas comparações de variáveis FEC,  $\lambda T$  e DEC, UT.

É importante ressaltar que os resultados desses testes não indicarão com absoluta confiança a existência real de dependência entre os índices, considerando que coeficientes de correlação em alguns casos podem mascarar uma relação de casualidade entre duas variáveis, no entanto são um forte indicativo da conexão entre

os resultados que se deseja demonstrar. Essas considerações e suas implicações serão mais bem discutidas ao fim desse capítulo e na conclusão do estudo.

Por fim, será utilizada também a classificação e exclusão de outliers, que são pontos específicos dentro das séries comparadas cujo comportamento é completamente distinto dos outros pontos. A identificação de outliers além de permitir um melhor ajuste das análises, também estimula uma reflexão maior sobre os métodos e resultados aplicados, auxiliando no diagnóstico da validade do estudo e de seus possíveis impactos e utilidades práticas. Existem diversos métodos estatísticos para determinação de outliers, como por exemplo Distância de Cook e gráficos Box Plot, contudo como nossa série possui uma amostra de valores de tamanho reduzido, utilizou-se um algoritmo simplificado, localizando nas duas comparações os pontos cuja exclusão representasse um maior acréscimo nos coeficiente de Pearson. Limitou-se esse procedimento à determinação de no máximo dois outliers.

Foram realizadas no total três análises apresentadas abaixo. Em cada uma delas estão descritos os coeficientes de correlação de Pearson das duas comparações e também os gráficos, onde as séries de indicadores reais (DEC e FEC) estão representadas em azul no eixo primário (à esquerda) e as séries com os índices calculados ( $\lambda T$  e  $UT$ ) estão em vermelho no eixo secundário (à direita). A primeira análise representa as séries completas, contendo os valores de todos os tipos de subestações (8 valores). Em seguida, na segunda comparação foi excluída a subestação do Tipo E, considerada como outlier de comportamento mais distante do esperado. E por fim, na terceira análise, foi excluída também a subestação Tipo G, avaliada como outro outlier impactante nos resultados do estudo.

## 5.2 Comparações

### 5.2.1 Análise I

- Coeficientes de Correlação de Pearson

Tabela 5.1 - Analise I - Coeficientes de Correlação de Pearson

Variáveis		$\rho$
FEC	$\lambda T$	0,31894
DEC	UT	0,68481

- Análise Gráfica

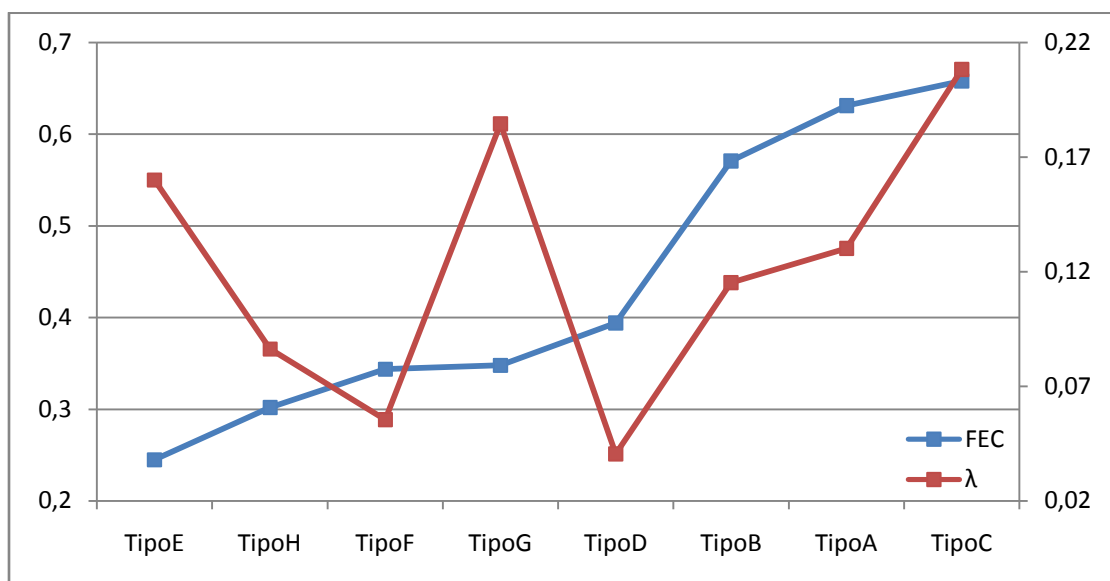


Figura 5.1 - Gráfico Análise I - Comparação entre FEC e  $\lambda$

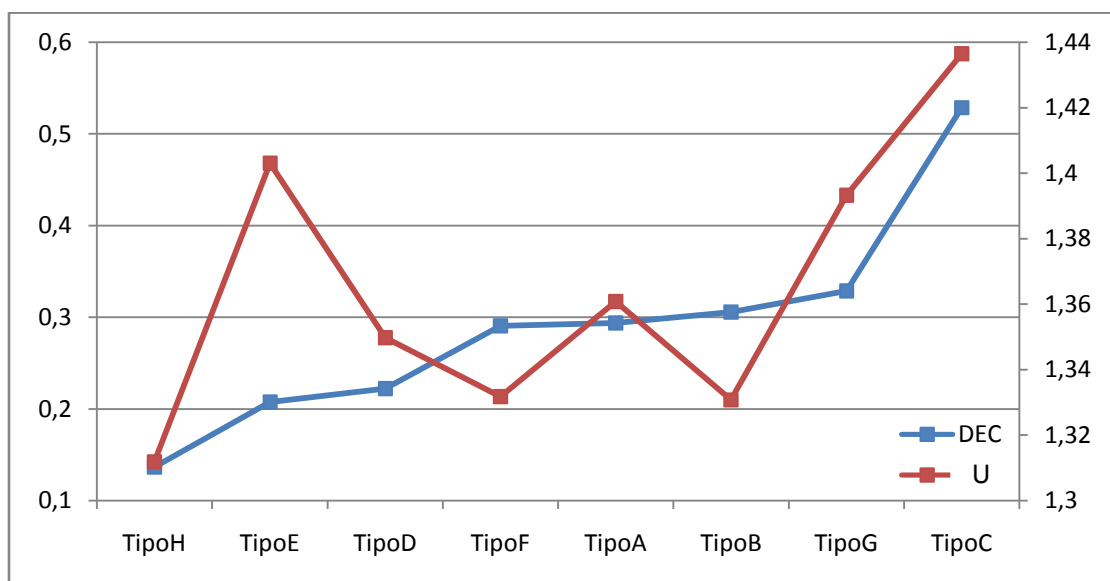


Figura 5.2 - Gráfico Análise I - Comparação entre DEC e r

## 5.2.2 Análise II

- Coefficientes de Correlação de Pearson

Tabela 5.2 - Análise II - Coeficientes de Correlação de Pearson

Variáveis		$\rho$
FEC	$\lambda T$	0,52210
DEC	UT	0,88323

- Análise Gráfica

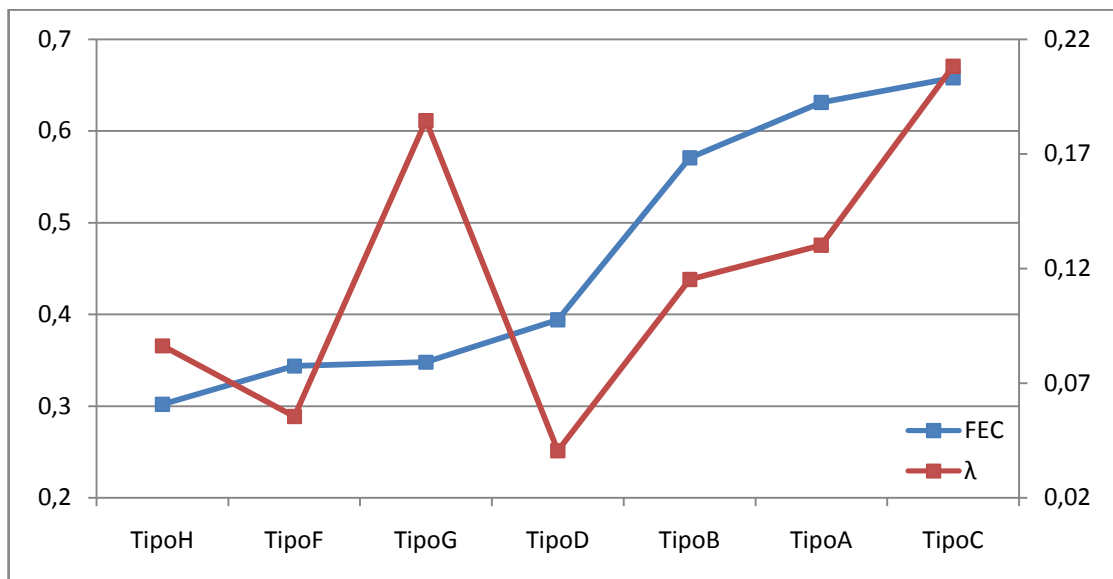


Figura 5.3 - Gráfico Análise II - Comparação entre FEC e  $\lambda$

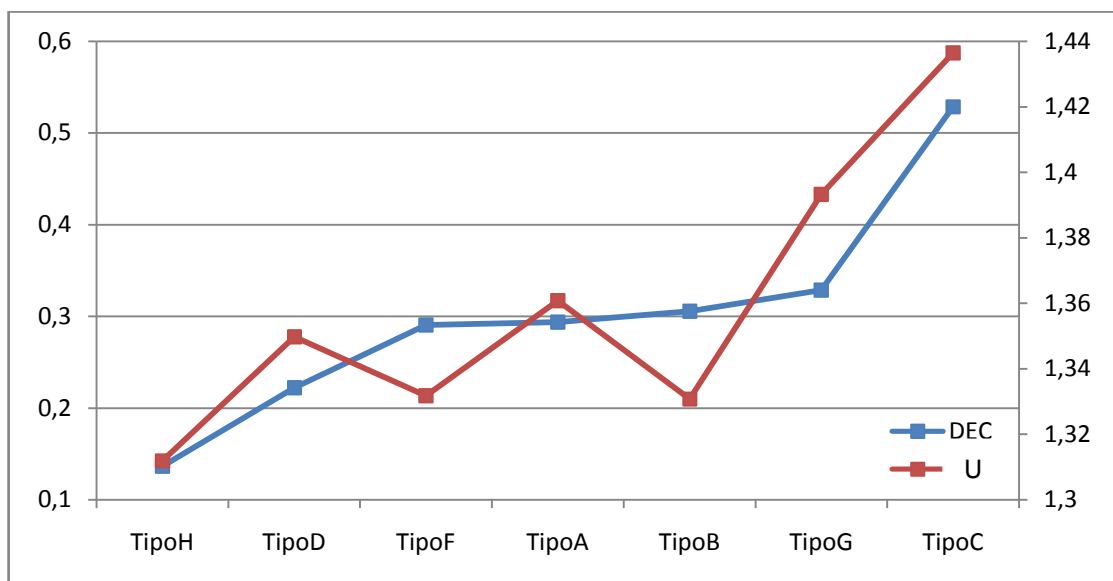


Figura 5.4 - Gráfico Análise II - Comparação entre DEC e  $U$

### 5.2.3 Análise III

- Coeficientes de Correlação de Pearson

Tabela 5.3 - Análise III - Coeficientes de Correlação de Pearson

Variáveis		$\rho$
FEC	$\lambda T$	0,823495
DEC	UT	0,909457

- Análise Gráfica

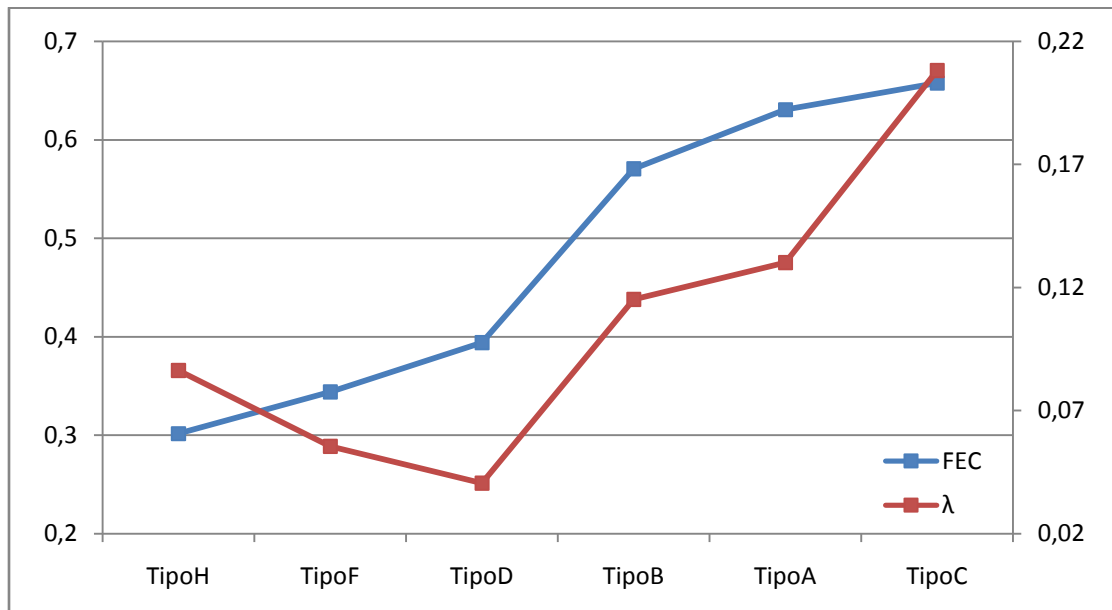


Figura 5.5 - Gráfico Análise III - Comparação entre FEC e  $\lambda$

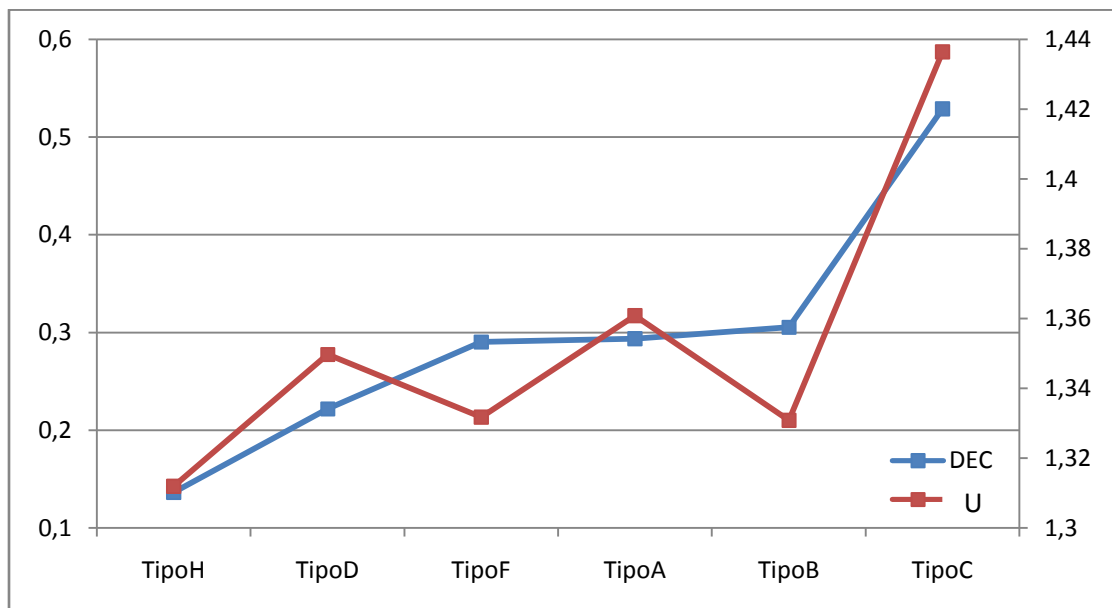


Figura 5.6 - Gráfico Análise III - Comparação entre DEC e r

### 5.3 Análise dos Resultados

Como parte da análise dos resultados encontrados, primeiramente serão indicadas possíveis explicações para as incoerências existentes. Em seguida, se apresentarão sugestões para reduzir essas diferenças e por fim propostas de aplicações práticas a partir dos resultados já obtidos.



No caso das subestações dos tipos E e G, consideradas como outliers, várias justificativas são possíveis de serem utilizadas para explicar a não adequação de seus resultados, entretanto, por não se conhecer com maior profundidade certos detalhes desses tipos de subestações, não se pode afirmar quais dessas justificativas explica com total certeza os desvios de comportamento. A implantação de automação, revisão dos planos de manutenção, possibilidades de contingências via rede de alimentadores, entre outras soluções que necessitariam de uma maior investigação para serem consideradas, são possíveis razões que explicam esse desempenho fora do normal. O fato de não se ter um período de análise mais extenso provavelmente também influenciou essas e outras variações nos resultados, visto que por se tratar de um estudo de subestações, que em média tem uma quantidade pequena de desligamentos por ano, seria necessária uma quantidade maior de dados. No caso da subestação tipo H, que teve desempenho ligeiramente superior ao que seria esperado, sabe-se que se trata do tipo mais recente de topologia de subestações utilizado pela Elektro, assim, seus equipamentos são de tecnologia mais moderna e com idade e desgaste menores o que pode ter reduzido o valor de seus indicadores.

O aumento do período de observações para obtenção dos indicadores de DEC e FEC por tipo de subestação é uma das mais importantes alterações que se deve fazer para melhorar a qualidade dos resultados, contudo isso será possível apenas em análises futuras, quando dados do ano atual e dos próximos estiverem disponíveis visto que atualmente tem-se apenas valores confiáveis de um período de 5 anos (2006-2010). Acredita-se que a aplicação dessa alteração reduzirá a influência das diferentes quantidades de subestações existentes em cada tipo, que como foi demonstrado no capítulo 4, possui índice de correlação de aproximadamente 91% em relação ao indicador FEC, o que também pode ter comprometido os níveis de exatidão dos resultados.

Outra importante modificação a ser implementada, refere-se ao acréscimo de precisão nas taxas de falha utilizadas e um estudo mais aprofundado dos modos de falha. Diferentemente do que foi utilizado nesse estudo, o ideal seria a aplicação de índices de taxas de falha reais dos equipamentos da Elektro, ao invés dos obtidos da literatura, porém isso exige um grande esforço no sentido de monitorar todos os equipamentos inseridos nas subestações e estruturar de forma clara todas as informações obtidas. Assim como a sugestão do parágrafo anterior esse procedimento exige um período de tempo longo, ou então pode ser estudada a viabilidade de utilizar uma distribuição estatística adequada de forma a obter taxas de falhas estimadas. Taxas de falha diferenciadas por equipamento de fabricantes distintos e por tempo em serviço diferentes também são uma solução interessante, contudo bastante trabalhosa.

Estudar melhor os modos de falha, principalmente em relação às falhas ativas é outra iniciativa que trará grandes ganhos aos resultados dos estudos. Dentre os aspectos que seriam mais interessantes de se observar, destaca-se a influência dos automatismos que tem sido instalados gradualmente nas subestações existentes. A presença de um automatismo reduz significativamente o tempo de chaveamento na ocorrência de uma falha ativa. Outro aspecto importante trata-se da possibilidade de instalação de alguns automatismos mais complexos em determinadas topologias de subestação que outras topologias não tem condições de executar, ou então executam com menor eficiência. Como por exemplo, a presença de um disjuntor interligando os barramentos de baixa tensão, que não teve grande influência no estudo atual, permite a execução de diversos automatismos de transferência de carga entre transformadores, os quais não são possíveis de ser aplicados em subestações com barramento único ou interligados por chave seccionadora.

Ainda considerando o aprimoramento dos resultados calculados, como sugerido anteriormente no capítulo 4 podem-se estudar as características de carregamento dos transformadores das subestações, verificando em quais períodos de tempo os mesmos tem condições de suprir toda ou parte da carga de um ramo da subestação que apresente falhas. Essa análise requer além do conhecimento das características nominais dos equipamentos da subestação, uma investigação das curvas de demanda das cargas conectadas a seus alimentadores, o que também se trata de um processo trabalhoso.

Por fim, poderá ser ampliada a avaliação global da confiabilidade da subestação, observando o efeito obtido através da consideração das falhas passivas de todos os equipamentos da subestação, inclusive relés de proteção, bancos de bateria, transformadores de serviço auxiliar, seccionadoras de isolamento, conexões, cabos-guarda, entre outros, acrescentando também os efeitos das falhas ativas de mais equipamentos além dos considerados nesse estudo.

A utilização de todas essas sugestões indicadas acima além de aumentar a exatidão dos resultados, poderá permitir a execução de uma análise quantitativa, onde serão calculados valores esperados de DEC e FEC, passíveis de serem comparados diretamente aos indicadores de desempenho real.

Entretanto, uma análise qualitativa como a que foi realizada não impede que se obtenham aplicações práticas a partir dos resultados alcançados. Dentre as diversas aplicações possíveis, destacam-se duas diretamente ligadas aos objetivos que motivaram o início desse trabalho. Primeiramente, assumindo o fato de que o método utilizado no capítulo 4 para estimação de confiabilidade apresentou resultados consistentes, visto que foi aplicado de maneira correta, é possível fazer então uma

avaliação dos níveis de desempenho reais das subestações da Elektro. Os índices calculados fornecem uma base de comparação para essa avaliação, estabelecendo qual deve ser a ordem de desempenho entre os tipos de subestação. Nesse caso os outliers, cujos resultados de desempenho real foram muito superiores aos calculados, são avaliados como pontos ótimos. Já o restante das subestações, que apresentaram grande concordância entre indicadores reais e índices calculados, são avaliadas como tendo desempenho normal onde as topologias consideradas mais confiáveis obtiveram indicadores de desempenho melhores que as menos confiáveis. Em nenhum dos casos o desempenho real foi claramente pior do que o esperado, indicando assertividade e bom comportamento nas operações de subestações da Elektro.

O monitoramento de taxas de falha também pode trazer grandes ganhos à gestão do desempenho, não apenas das subestações mas de qualquer equipamento que faça parte da rede elétrica da concessionária. A evolução do comportamento das taxas de falha pode ser acompanhada anualmente, indicando equipamentos que precisam ser trocados, além de apontar modelos e fabricantes com menor tendência ao desgaste e a falhas, auxiliando em decisões de compra de novos equipamentos.

Finalmente, como já foi realizado em outros estudos da bibliografia, o método utilizado permite a avaliação de possíveis novos investimentos tanto na construção de subestações, como na melhoria das já existentes. Calculando-se a confiabilidade de diferentes tipos de topologias, encontram-se arranjos cujos índices de desempenho estejam dentro de uma faixa de tolerância pré-determinada, mas com custo de equipamentos reduzidos quando comparados a outros arranjos com desempenho semelhante ou pior. Considerando que investir pouco, com expectativa de obter os melhores resultados, em questão de indicadores de continuidade, são os grandes desafios impostos às concessionárias de energia, a aplicação do método aqui demonstrado passa a ser considerada uma ferramenta extremamente eficaz e útil.



---

## 6 Conclusões

Determinar o desempenho esperado de uma subestação é um grande desafio às distribuidoras, transmissoras e outras empresas do setor elétrico. Atualmente existem poucos recursos nas companhias de energia brasileiras que permitem estabelecer critérios de comparação para auxiliar na avaliação do desempenho de suas subestações, fazendo dessas empresas reféns de critérios internos nem sempre confiáveis, que dificultam analisar pontos falhos carentes de investimentos e ações mais específicas, de forma a melhorar seu desempenho até níveis considerados normais.

A proposta desse trabalho foi empregar um método já consolidado em trabalhos acadêmicos e utilizado no planejamento de melhorias e construção de novas subestações para avaliar o desempenho da operação de subestações reais da distribuidora Elektro.

Na parte inicial do trabalho procurou-se fornecer ao leitor informações relevantes sobre conceitos utilizados ao longo de todo o procedimento. Foi dada ênfase especial aos princípios envolvidos na concepção dos Sistemas Elétricos de Potência, especialmente no que se refere ao sistema brasileiro e suas particularidades, seguido de uma breve explicação sobre os termos e características utilizados em análises de confiabilidade, com os quais nem sempre há familiaridade por parte de engenheiros eletricitistas.

O desenvolvimento do estudo se deu primeiramente com a construção do quadro real de desempenho das subestações da Elektro. Esse procedimento, registrado no capítulo 4, foi realizado a partir da determinação de oito grupos de subestações, reunidas de acordo com seu tipo de topologia estrutural, e em seguida avaliando-se o valor médio de seus indicadores DEC e FEC em um período de cinco anos (2006-2010). Ainda no mesmo capítulo, foi calculado através da análise de cortes mínimos o nível de desempenho teórico esperado para cada um desses grupos a partir de suas topologias, obtendo-se três índices distintos, sendo eles: a quantidade de falhas esperadas no ano, a duração média dessas falhas, e o tempo médio em que a subestação estará fora de serviço por ano. Os valores obtidos nas duas observações foram reunidos e comparados no capítulo 5.

Os resultados apresentaram um nível de concordância satisfatório, indicando que a sugestão apresentada pode ser aplicada como um dos critérios de análise do desempenho da operação de subestações. É importante ressaltar que todo o procedimento baseia-se no fato de que falhas de equipamentos são os principais causadores de desligamentos em subestações (RINGLEE, 1979), dessa forma, esse tipo de problema, considerado na análise de cortes mínimos, é determinante na obtenção dos níveis de desempenho de uma subestação.

Além da avaliação positiva, foram estabelecidas também sugestões de forma a melhorar a qualidade dos resultados comparados, obtendo critérios mais confiáveis para serem confrontados em análises futuras.

Por fim, a correta aplicação do método desenvolvido no presente trabalho possibilitará, além do apontamento de pontos deficientes no sistema elétrico das distribuidoras, critérios de comparação entre desempenho de diferentes concessionárias de energia em possíveis projetos de benchmarking e, assim como já tem sido feito em outros trabalhos da revisão bibliográfica, promover maior assertividade em novos investimentos para subestações, indicando os melhores arranjos em novas construções e as alterações com melhor custo-benefício na reestruturação de subestações já existentes.

---

## 7 Referências Bibliográficas

- AMORIM, H. P.; DOMINGUES, L. A. M. C; LISBOA, E. F. A. (2004). Avaliação da Confiabilidade de Subestações. XVI SENDI. Brasília, Distrito Federal, Brasil.
- ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (Prodist). Módulo 1 - Introdução. Resoluções nº 424, de 01 de janeiro de 2011.
- ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (Prodist). Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. Resoluções nº 424, de 01 de janeiro de 2011.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. (1984). Reliability Evaluation of Power Systems, Plenum Press.
- BLASZEZYK, R. R. (1984). Análise de confiabilidade em subestações. Dissertação (Mestrado) - Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Itajubá, Minas Gerais, Brasil.
- CAMARGO, C. C. B. (1981). Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência Elétrica, Livros Técnicos e Científicos Editora.
- CAMARGO, L. G. B. C. (2005). O Setor Elétrico Brasileiro e Sua Normatização Contemporânea. Dissertação (Graduação) - Universidade Católica de Santos. Santos, São Paulo, Brasil. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Monografia\\_Luiz%20Gustavo.pdf/](http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Monografia_Luiz%20Gustavo.pdf/)>
- ELEKTRO, ND62 - Proteções de Subestações (Revisão 02). Dezembro, 2009
- ELEKTRO, Planejamento Técnico do Sistema Elétrico. Fevereiro, 2011
- ELEKTRO, Projeto Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC). Dezembro, 2004
- ELETROBRÁS (1982). Coleção Distribuição de Energia Elétrica (vol. 3) - Desempenho dos Sistemas de Distribuição, Editora Campus.
- FIGUEIREDO, C. A. (1981). Técnica para avaliação da confiabilidade nas subestações, em termos da frequência de interrupção e sua duração. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, São Paulo, Brasil.

- GUENZI, G. (1981). Confiabilidade de Sistemas de Subtransmissão com método de simulação tipo montecarlo. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, São Paulo, Brasil.
- HAACH, J. F. (2001). Análise de Confiabilidade em Circuitos Elétricos Industriais da Rhodia utilizando a metodologia de Árvore de Falhas (FTA). 5º Congresso de Gestão e Técnicas na Manutenção. Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.
- RINGLEE, R. J. (1979). Métodos Probabilísticos para Projeto e Planejamento de Sistemas Elétricos, Universidade Federal de Santa Maria (UFSM)
- SANTOS, R. C; BASSETO, B. A.; CUGNASCA, J. R.; ALMEIDA Jr., J. R.; CAMARGO Jr., J. B. (2010) Um método baseado em Árvore de Falhas e Simulação de Monte Carlo para a Análise de Confiabilidade/Disponibilidade de Sistemas Elétricos de Potência. Induscon 2010. São Paulo, São Paulo, Brasil. Disponível em: <<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/Induscon%202010/fscommand/web/docs/T0930.pdf>>
- SCAPIN, C. A. (2007). Análise Sistêmica de Falhas, INDG Tecnologia e Serviços LTDA.
- SOUZA, F. R. (2003). Análise Comparativa de Arranjos de Subestações por Estudo de Confiabilidade. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, São Paulo, Brasil.