



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro  
Escola Politécnica

# **APLICAÇÃO DE MÉTODOS PROBABILÍSTICOS PARA A AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE FUNÇÕES TRANSMISSÃO SUJEITAS À PARCELA VARIÁVEL**

Ruyguara Alcantara Meyberg

Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção de grau de Engenheiro Eletricista.

Orientadores: Tatiana Mariano Lessa de Assis, D. Sc.

Luís Adriano de Melo Cabral Domingues, M.Sc

Rio de Janeiro  
Agosto de 2013

# **APLICAÇÃO DE MÉTODOS PROBABILÍSTICOS PARA A AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE FUNÇÕES TRANSMISSÃO SUJEITAS À PARCELA VARIÁVEL**

Ruyguara Alcantara Meyberg

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Examinada por:

---

Prof.<sup>a</sup> Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.  
(Orientadora)

---

Eng. Luís Adriano de Melo Cabral Domingues, M.Sc.  
(Co-orientador)

---

Prof.<sup>a</sup> Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

---

Prof. Robson Francisco da Silva Dias, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL  
AGOSTO DE 2013

Meyberg, Ruyguara Alcantara

Aplicação de Métodos Probabilísticos para a Avaliação da Confiabilidade de Funções Transmissão Sujeitas à Parcela Variável / Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica / Departamento de Engenharia Elétrica, 2013.

IX, 133 p.: il. 29,7 cm.

Orientadores: Tatiana Mariano Lessa de Assis e Luís Adriano de Melo Cabral Domingues

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / Departamento de Engenharia Elétrica, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 117-118

1. Confiabilidade 2. Parcela Variável. 3. Função Transmissão.  
4. Métodos Probabilísticos.

I. Assis, Tatiana Mariano Lessa. II. Domingues, Luís Adriano de Melo Cabral III. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica. V. Departamento de Engenharia. Elétrica. VI. Título

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus pela sua misericórdia.

À minha família, em especial à minha esposa Helena pelo amor, companheirismo e compreensão, à minha pequena Manuela pela alegria e renovação trazida e aos meus pais Tito Lívio e Elisete pelo suporte e carinho.

Ao pesquisador Luís Adriano pela oportunidade de estágio e desenvolvimento deste projeto, o qual contribuiu determinantemente na decisão pela continuidade da formação acadêmica e ao interesse pela atividade de pesquisa.

À professora Tatiana pelo estímulo e orientação para realização deste projeto.

Ao professor Walter Suemitsu pelas valiosas orientações acadêmicas.

Aos amigos da faculdade e CEPEL pelo companheirismo e apoio.

À equipe do DLE - CEPEL, em especial a Ricardo Cunha da Fonte, Carlos Kleber C. Arruda, Pablo A. Lisboa, Paulo Roberto G. de Oliveira, Rogério Magalhães Azevedo, Carlos Ruy N. Barbosa, Darcy Ramalho de Mello, João Clavio S. Filho e Fernando C. Dart, pela prazerosa convivência e conhecimentos transmitidos.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica / UFRJ como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aplicação de Métodos Probabilísticos para a Avaliação da Confiabilidade de Funções  
Transmissão Sujeitas à Parcela Variável

Ruyguara Alcantara Meyberg

Agosto / 2013

Orientadores: Tatiana Mariano Lessa de Assis e Luís Adriano de Melo Cabral Domingues

Curso: Engenharia Elétrica

No intuito de incentivar a qualidade do serviço prestado pelos agentes de transmissão conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece uma série de descontos sobre a remuneração mensal das concessionárias de transmissão, denominada Parcela Variável (PV), em função da disponibilidade e capacidade plena de suas instalações. Dentre os descontos, a Parcela Variável por indisponibilidade (PVI) remete ao tempo de indisponibilidade da instalação, seja esta programada para manutenção, reforços, melhorias etc., ou não programada, como é o caso dos desligamentos ocasionados por falhas internas aos equipamentos da instalação. No último caso, a dedução é intensificada por um fator multiplicador, podendo representar parcelas significativas da remuneração das concessionárias deste segmento.

A utilização de métodos probabilísticos, por sua vez, surge como um forte aliado no projeto e gestão destas instalações, fornecendo uma avaliação da confiabilidade não só de cada instalação como de cada equipamento. A proposta deste trabalho é a aplicação de métodos probabilísticos para a avaliação da confiabilidade de instalações sujeitas aos descontos referidos, face aos padrões estipulados e possíveis deduções, como uma forma de auxílio ao projeto e gestão das mesmas.

Neste trabalho são apresentados os aspectos da regulação da qualidade do serviço de transmissão, a metodologia desenvolvida, as ferramentas probabilísticas a qual foi fundamentada e um exemplo de aplicação a um caso real.

*Palavras-Chave:* 1. Confiabilidade. 2. Parcela Variável. 3. Função Transmissão. 4. Métodos Probabilísticos.

Abstract of Undergraduate Project presented to Poli / UFRJ as a partial fulfillment of requirements for the Degree of Electrical Engineer.

Probabilistic Methods Application for Reliability Evaluation of *Funções Transmissão* (Transmission Functions) Subject to the *Parcela Variável* (Variable Parcel)

Ruyguara Alcantara Meyberg

August / 2013

Advisors: Tatiana Mariano Lessa de Assis and Luís Adriano de Melo Cabral Domingues

Course: Electrical Engineering

In order to promote the quality of service provided by transmission agents connected to the *Sistema Interligado Nacional* (National Interconnected System, or SIN), the *Agência Nacional de Energia Elétrica* (National Electric Energy Agency, or ANEEL) establishes a number of discounts over the monthly remuneration of the transmission companies, called *Parcela Variável* (Variable Parcel, or PV), according to the availability and full capacity of their installations. Among the discounts, the *Parcela Variável por Indisponibilidade* (Variable Parcel for Unavailability, or PVI) refers to the unavailability of the installation, whether due to scheduled maintenance, reinforcements, improvements etc., or unplanned situations, as in the case of outages caused by internal faults of equipments. In the latter case, the deduction is intensified by a multiplying factor and may represent a significant share of the companies' remuneration.

The use of probabilistic methods, in turn, shows up as a powerful tool in the design and management of these installations, evaluating the reliability not only of each installation as well as each equipment. The purpose of this work is the application of probabilistic methods to evaluate the reliability of installations subject to these discounts, given the rules applied, as a way to aid the design and management of these installations.

This work presents aspects of the regulation of the transmission service's quality, the methodology developed, the probabilistic tools which the methodology was based on and an example of application to a real case.

*Keywords:* 1. Reliability. 2. Variable Parcel. 3. Transmission Function. 4. Probabilistic Methods.

# SUMÁRIO

1.	Introdução .....	1
1.1.	Estrutura do Trabalho .....	2
2.	Funções Transmissão (FTs) .....	3
2.1.	Introdução .....	3
2.2.	Função Transmissão (FT) .....	3
2.3.	Modulação .....	6
2.3.1.	Unidades Modulares de Subestações .....	7
2.4.	Exemplo da Descrição de Funções Transmissão em Um CPST .....	9
3.	Regulação da Qualidade do Serviço de Transmissão .....	16
3.1.	Introdução .....	16
3.2.	Considerações Iniciais .....	16
3.3.	Regulação da Qualidade do Serviço de Transmissão .....	18
3.4.	Parcela Variável (PV) .....	19
3.4.1.	Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) .....	20
3.4.2.	Parcela Variável Devido à Utilização de Equipamento Reserva (PVR) .....	25
3.4.3.	Limites de Aplicação da PV .....	26
3.5.	Adicional à Receita Anual Permitida (RAP) .....	27
3.5.1.	Limites de Aplicação do Adicional à RAP .....	29
4.	Ferramentas Probabilísticas .....	30
4.1.	Introdução .....	30
4.2.	Programa Computacional ConWeib .....	30
4.2.1.	Registro de Ocorrências (Dados de Vida dos Equipamentos) .....	31
4.2.2.	Método de Weibull (Para Equipamentos Não-Reparáveis) [15] .....	33
4.2.3.	Processo de Poisson (Para Equipamentos Reparáveis) [16] .....	43
4.3.	Programa Computacional Hydra .....	47
4.3.1.	Modelagem dos Componentes .....	47
4.3.2.	Metodologia Utilizada .....	48
4.3.3.	Equações que Determinam os Índices de Confiabilidade .....	52
4.3.4.	Algoritmo do Programa .....	56
4.3.5.	Exemplo de Aplicação .....	58
5.	Metodologia Proposta .....	60
5.1.	Introdução .....	60

5.2.	Metodologia .....	60
5.2.1.	Descrição da Função Transmissão (FT) .....	62
5.2.2.	Obtenção das Indisponibilidades da FT.....	65
5.2.3.	Avaliação da Confiabilidade Frente ao Cenário Regulatório; .....	70
6.	Aplicação da Metodologia a um Caso Real.....	72
6.1.	Introdução.....	72
6.2.	Dados Utilizados para a Aplicação da Metodologia .....	72
6.2.1.	Funções Transmissão (FTs) Escolhidas para Análise .....	73
6.3.	Aplicação da Metodologia à Função Transmissão do Tipo Linha de Transmissão (LT) 76	
6.3.1.	Descrição da Função Transmissão (FT): .....	77
6.3.2.	Obtenção das Indisponibilidades da Função Transmissão (FT): .....	79
6.3.3.	Avaliação da Confiabilidade Frente ao Cenário Regulatório .....	85
6.4.	Aplicação de Metodologia à Função Transmissão do Tipo Transformação (TR).....	87
6.4.1.	Descrição da Função Transmissão (FT): .....	87
6.4.2.	Obtenção das Indisponibilidades da Função Transmissão (FT): .....	89
6.4.3.	Avaliação da Confiabilidade Frente ao Cenário Regulatório .....	94
6.5.	Aplicação de Metodologia à Função Transmissão do Tipo Controle de Reativo (CR) .	96
6.5.1.	Descrição da Função Transmissão (FT): .....	96
6.5.2.	Obtenção das Indisponibilidades da Função Transmissão (FT): .....	99
6.5.3.	Avaliação da Confiabilidade Frente ao Cenário Regulatório .....	99
6.6.	Aplicação de Metodologia à Função Transmissão do Tipo Módulo Geral (MG) .....	103
6.6.1.	Descrição da Função Transmissão (FT): .....	103
6.6.2.	Obtenção das Indisponibilidades da Função Transmissão (FT): .....	106
6.6.3.	Avaliação da Confiabilidade frente ao cenário regulatório.....	111
6.7.	Análise dos Resultados .....	113
7.	Conclusão .....	115
7.1.	Trabalhos Futuros.....	115
7.2.	Trabalhos Aceitos para Publicações .....	116
8.	Referências Bibliográficas.....	117
9.	Anexos .....	119



## LISTA DAS PRINCIPAIS SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
BC – Banco de Capacitor  
CDF – Função Cumulativa de Distribuição de Probabilidade  
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica  
CPST – Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão  
CR – Controle de Reativo  
CRE – Compensador Estático  
CSE – Compensação Série  
CSI – Compensador Síncrono  
CT – Conexão de Transformador ou Autotransformador  
EL – Entrada de Linha  
FT – Função Transmissão  
LT – Linha de Transmissão  
MG – Módulo Geral  
MLE – Função de Máxima Verossimilhança  
NA – Normalmente Aberto  
NF – Normalmente Fechado  
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico  
PB – Pagamento Base  
PDF – Função Densidade de Probabilidade  
PV – Parcela Variável  
PVI – Parcela Variável por Indisponibilidade  
PVR – Parcela Variável devido à Utilização de Equipamento Reserva  
RAP – Receita Anual Permitida  
REA – Reator  
RL – Reator de Linha  
SE – Subestação  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
TC – Transformador de Corrente  
TP – Transformador de Potencial  
TR – Transformação

# 1. Introdução

Em 26 de junho de 2007 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu por meio da Resolução Normativa nº 270/2007 uma série de disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, complementando o quadro regulatório que disciplina a qualidade do serviço do segmento. Entre as disposições, foram estabelecidos os critérios para a aplicação da Parcela Variável (PV) a todas as concessões de transmissão.

A Parcela Variável consiste em um mecanismo de incentivo à qualidade do serviço de transmissão por meio de deduções sobre a remuneração mensal das concessionárias em função da disponibilidade e capacidade plena de suas instalações, associando suas receitas à qualidade do serviço prestado. O mecanismo subdivide-se em parcelas que se distinguem quanto ao tipo de evento ao qual remete (restrições operativas, indisponibilidade etc.) e critérios de aplicação. Desde o início de sua aplicação, a Parcela Variável tem gerado grandes esforços às empresas do setor na adequação aos padrões de qualidade propostos de forma a maximizar suas respectivas receitas.

Um dos desafios nos ajustes à qualificação proposta recai sobre os desligamentos ocasionados por falha nos equipamentos integrantes à instalação, penalizados sob a forma da Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI), uma das parcelas que compõem a PV. A ocorrência e duração de tais eventos são de difícil administração e compõem o cálculo da penalização, a qual recebe um fator multiplicador que intensifica o montante a ser descontado.

Uma das medidas auxiliaadoras frente ao cenário descrito é a aferição da confiabilidade da instalação pela utilização de métodos probabilísticos. Estes, quando aplicados a sistemas de potência, são capazes de estimar as indisponibilidades dos equipamentos e instalações a partir do histórico de falhas de cada componente e das características do arranjo adotado. Tais ferramentas podem ser usadas de forma a auxiliar no projeto e gestão dos ativos sujeitos aos descontos da PV, fornecendo um cenário preditivo de indisponibilidade das instalações de forma que possam ser direcionados os esforços para a obtenção do desempenho que melhor represente os objetivos da concessionária responsável.

O presente trabalho tem como objetivo a aplicação de métodos probabilísticos para a avaliação da confiabilidade das instalações sujeitas à PV, considerando os critérios de aplicação da penalização, de forma a auxiliar a tomada de decisões no projeto e gestão dos ativos envolvidos.

Atualmente, ferramentas probabilísticas como os programas computacionais ConWeib e Hydra, ambos desenvolvidos no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), são capazes

de estimar o risco de falha de equipamentos e subestações, auxiliando a programação antecipada de trocas de componentes, detecção de pontos frágeis e equipamentos críticos para a continuidade das saídas de subestações [1]. Carece, entretanto, de uma forma de comparação entre o desempenho de diferentes instalações e equipamentos situados em locais distintos.

Por meio de uma metodologia a ser apresentada neste trabalho, busca-se quantificar o risco de falha proveniente destes mesmos programas em termos das penalizações da Parcela Variável e assim estabelecer a base de comparação desejada.

## **1.1. Estrutura do Trabalho**

Nos Capítulos 2 e 3 são apresentados os aspectos sobre a regulação da qualidade do serviço público de transmissão. O Capítulo 2 é voltado para a definição das Funções Transmissão, agrupamento feito às instalações de transmissão para a apuração do serviço de transmissão, apresenta o conceito de modulação aplicada ao sistema de transmissão para a descrição da composição destas instalações e um exemplo ilustrativo de descrição de Funções Transmissão de uma concessionária fictícia.

No Capítulo 3 são apresentadas as descrições sobre os diferentes regimes de outorga vigentes, a remuneração do serviço de transmissão e critérios de aplicação da Parcela Variável de interesse.

No Capítulo 4 serão apresentadas as ferramentas probabilísticas disponibilizadas para o desenvolvimento do trabalho: os programas ConWeib e Hydra. São apresentados os fundamentos teóricos utilizados em cada programa e, para o caso do programa Hydra, um exemplo de aplicação.

No Capítulo 5 é apresentada a metodologias desenvolvida para a avaliação da confiabilidade como proposta, acompanhada de observações de forma a auxiliar a realização da mesma.

No Capítulo 6 é apresentada a aplicação da metodologia proposta a um caso real de subestação, sendo avaliado cada um dos tipos de Função Transmissão, e feita uma análise sobre os resultados obtidos.

Por fim é feito uma conclusão no Capítulo 7, apresentados sugestões de trabalhos futuros e publicações relacionadas ao presente trabalho.

## **2. Funções Transmissão (FTs)**

### **2.1. Introdução**

Para fins de apuração do serviço de transmissão, as instalações integrantes à Rede Básica<sup>1</sup> são agrupadas em Funções Transmissão (FT), as quais são designadas de acordo com os equipamentos integrantes, atribuindo a cada uma destas designações diferentes critérios no processo de apuração do serviço prestado, assunto abordado no Capítulo 3.

O conceito de Função Transmissão (FT) torna-se então ponto fundamental para a compreensão da regulação da qualidade do serviço de transmissão e, conseqüentemente, das análises neste trabalho propostas frente aos reais desafios inerentes a este cenário regulatório.

Neste Capítulo serão apresentadas as definições e observações realizadas durante o desenvolvimento deste trabalho de forma a auxiliar a compreensão dos critérios de composição das Funções Transmissão (FT) e suas características. Para tanto, será apresentado primeiramente a definição de Função Transmissão propriamente dita, observações e características pertinentes. Posteriormente será apresentado o conceito de modulação, utilizado para a descrição de instalações no processo de composição das Funções Transmissão e, por fim, um exemplo ilustrativo de descrição das Funções Transmissão pertencente a uma concessionária fictícia em função de seus equipamentos.

### **2.2. Função Transmissão (FT)**

A resolução Normativa ANEEL nº 191/2005, artigo 2º, define Função Transmissão (FT) como o conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares, de acordo com a Tabela 2.1.

---

<sup>1</sup> A Resolução Normativa ANEEL nº 067/2004 define no Art. 3º a Rede Básica como sendo as instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) que atendam os critérios:

I - linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e

II - transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004.

Tabela 2.1 Tipos de Funções Transmissão e respectivos componentes [2].

FT – Função Transmissão	Equipamento Principal	Equipamentos Complementares
LT- LINHA DE TRANSMISSÃO	Linha de Transmissão	Equipamentos das entradas de LT. Reator em derivação, equipamento de compensação série, não manobráveis sob tensão a ela conectados e aqueles associados ao equipamento principal.
TR – TRANSFORMAÇÃO	Transformador de potência e conversor de frequência	Equipamentos de conexão, limitadores de corrente e de aterramento de neutro, reguladores de tensão e defasadores, e demais equipamentos associados ao equipamento principal.
CR – CONTROLE DE REATIVO	Reator em derivação e compensador série manobráveis sob tensão, banco de capacitor, compensador síncrono e compensador estático.	Equipamentos de conexão e transformador de potência e aqueles associados ao equipamento principal.
MG – MÓDULO GERAL	Malha de aterramento, terreno, sistemas de telecomunicações, supervisão e controle comuns ao empreendimento, cerca, terraplanagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, esgoto, canaletas, acessos, edificações, serviços auxiliares, área industrial, sistema de ar comprimido comum às funções, transformador de aterramento e de potencial e reator de barra não manobrável sob tensão, e equipamentos de interligação de barra e barramentos.	Equipamentos de conexão e aqueles associados ao equipamento principal.

Assim, uma Função Transmissão do tipo *Linha de Transmissão* (LT), por exemplo, é composta pela linha de transmissão propriamente dita e suas entradas de linha, alojadas em subestações distintas. A linha de transmissão representa o equipamento principal da Função Transmissão enquanto suas entradas de linha os equipamentos complementares. Outros equipamentos como reatores em derivação não manobráveis ou equipamentos de

compensação em série com a linha de transmissão, quando presentes, constam como equipamentos complementares desta mesma Função Transmissão.

A Função Transmissão do tipo *Linha de Transmissão* (LT) é a única a qual pode ter instalações integrantes a mais de uma concessão. Como por exemplo, uma linha de transmissão e uma de suas entradas de linha pertencendo a uma concessão e a outra entrada de linha a outra concessão. Mesmo pertencendo a concessões distintas, estas instalações são funcionalmente dependentes para a prestação do serviço de transmissão, ou seja, a retirada de uma das entradas de linha representa a descontinuidade do circuito e impossibilidade da transmissão de energia elétrica. Portanto, por definição, estas instalações formam uma única Função Transmissão.

Uma Função Transmissão do tipo *Transformação* (TR), por exemplo, pode ser formada por um transformador de potência e os equipamentos que o conectam aos barramentos da subestação. Neste caso o transformador representa o equipamento principal e as instalações de conexão os equipamentos complementares, compreendendo uma única Função Transmissão.

De forma semelhante, uma Função Transmissão do tipo *Controle de Reativo* (CR), por exemplo, pode ser formada por um compensador estático e os equipamentos que o conectam ao barramento. Em ambos os casos a instalação que compreende a Função Transmissão está totalmente alojada dentro da subestação.

Já a Função Transmissão do tipo *Módulo Geral* (MG) pode ser composta, por exemplo, pelo módulo geral<sup>2</sup> da subestação além de interligações de barramento de diferentes níveis de tensão, ambos representando o equipamento principal de uma única Função Transmissão. Neste caso não há uma conexão elétrica direta entre as diferentes instalações da Função Transmissão, como é o caso dos demais tipos de Função Transmissão.

A cada Função Transmissão é associada um Pagamento Base (PB), composto pela soma dos Pagamentos Base (PBs) associados a cada instalação que a compõe. O PB, por sua vez, corresponde a um duodécimo da Receita Anual Permitida (RAP) vinculado à plena disponibilização desta instalação.

Uma concessionária responsável por uma Função Transmissão do tipo *Transformação* (TR), composta por um transformador de potência e seus equipamentos de conexão, por exemplo, recebe mensalmente pela disponibilização desta Função Transmissão o valor correspondente ao seu Pagamento Base, composta pelo somatório do Pagamento Base referente às instalações de conexão a cada barramento e ao transformador de potência.

---

<sup>2</sup> O módulo geral em questão será abordado a frente, no item 2.3.1.

A definição dos valores e dos eventuais reajustes e revisões referentes a estas receitas diferem para a forma de outorga e o processo pelo qual à instalação de transmissão foi concedida, este assunto é tratado em [3] e os critérios de reajuste disponíveis no portal eletrônico da ANEEL [4], não será, entretanto, alvo de estudo neste trabalho, salvo as diferentes formas de outorgas, apresentados no item 3.2.

As informações pertinentes a cada Função Transmissão são dispostas nos Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST) <sup>3</sup>, firmados entre a concessionária de transmissão responsável pela instalação e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Nestes contratos são estabelecidos a localização da Função Transmissão, sua capacidade operativa, os equipamentos que a compõe e respectivos Pagamentos Base associados.

Um exemplo ilustrativo do preenchimento dos anexos do CPST onde constam tais informações é fornecido a frente, no item 2.4. Neste, unidades modulares de subestações formadas a partir do conceito de modulação são utilizadas para a designação de instalações de conexão. Este conceito, como será descrito adiante, virá a auxiliar na delimitação dos equipamentos pertencentes a cada Função Transmissão, processo necessário para as análises que serão apresentadas neste trabalho. Em vista disso, o conceito de modulação aplicado ao sistema de transmissão será apresentado a seguir.

## **2.3. Modulação**

O conceito de modulação aplicado ao sistema de transmissão constitui no agrupamento das instalações referentes às linhas e subestações em unidades modulares, tais como as “entradas de linha”, “interligação de barra” etc. Este conceito é amplamente utilizado na elaboração de orçamentos para empreendimentos no setor de transmissão [5] através da padronização das unidades modulares para os diferentes arranjos físicos e níveis de tensão e, por conseguinte, dos custos modulares.

Apesar do conceito de modulação ser aplicado igualmente às linhas de transmissão, seu interesse neste trabalho limita-se apenas à sua aplicação em subestações e a composição das unidades modulares desta aplicação provenientes, uma vez que estes módulos são utilizados no processo de descrição das Funções Transmissão e as análises a serem apresentadas necessitem do conhecimento do arranjo e equipamentos que as compõem.

---

<sup>3</sup> Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST) – Contrato celebrado entre o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Concessionária de Transmissão, que estabelece os termos e condições para prestação de serviço de transmissão de energia elétrica aos usuários, por uma concessionária detentora de instalações de transmissão pertencente à Rede Básica, sob administração e coordenação do ONS.

Portanto, será abordado a seguir somente o conceito de modulação aplicada às subestações.

### **2.3.1. Unidades Modulares de Subestações**

O conceito de modulação em subestações consiste na subdivisão desta em unidades menores, as quais representam setores bem definidos em termos funcionais, operacionais e físicos. Tal concepção facilita as estimativas de expansão da Subestação, como é o caso das autorizações de reforços nestas instalações, por trazer o detalhamento físico e respectivo orçamento dos módulos a serem utilizados no empreendimento, conferindo maior flexibilidade na elaboração de orçamentos [5].

A partir deste conceito, são formados diversos módulos, como as *Interligações de Barramento (IL)*, *Conexão de Transformador (CT)*, *Entrada de Linha (EL)* etc., de forma a que se possa compor integralmente a subestação em função destas unidades modulares.

Estes módulos recebem uma classificação independentemente da classe de tensão e do tipo de arranjo utilizado. São assim classificadas em *Módulo de Infra-estrutura*, *Módulo de Manobra* e *Módulo de Equipamento*.

A seguir serão descritas cada classe e as unidades modulares as quais pertencem, abrangendo assim todas as unidades modulares existentes.

O *Módulo de Infra-Estrutura* é composto pelos itens (bens e serviços) de infraestrutura comuns à Subestação, tais como: terreno, cercas, terraplenagem, drenagem, grama, embritamento, pavimentação, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, abastecimento de água, redes de esgoto, malha de terra e cabos para-raios, canaletas principais, edificações, serviço auxiliar, área industrial, caixa separadora de óleo. Para cada nível de tensão da Subestação, o módulo de infra-estrutura decompõe-se em um *Módulo de Infra-estrutura Geral (MIG)* e *Módulos de Infra-estrutura de Manobra (MIM)* [6].

O *Módulo de Manobra (MM)* consiste no conjunto de equipamentos, materiais e serviços necessários à implantação dos setores de manobra<sup>4</sup>, tais como: *entrada de linha (EL)*, *conexão de transformador ou autotransformador (CT)*, *interligação de barramentos (IB)*, *conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS)*, *conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB)*, *conexão de transformador de aterramento (CTA)*, *conexão de compensador (CC)* [6].

---

<sup>4</sup> Setor de Manobra: Conjunto de instalações de um mesmo nível de tensão [5].



O *Módulo de Equipamento (ME)* é composto pelos equipamentos principais da Subestação (transformadores, reatores, capacitores, compensadores), materiais e serviços necessários à sua instalação [6].

A Figura 2.1 e Figura 2.2 ilustram a subdivisão de uma SE em seus módulos com as classificações mencionadas.

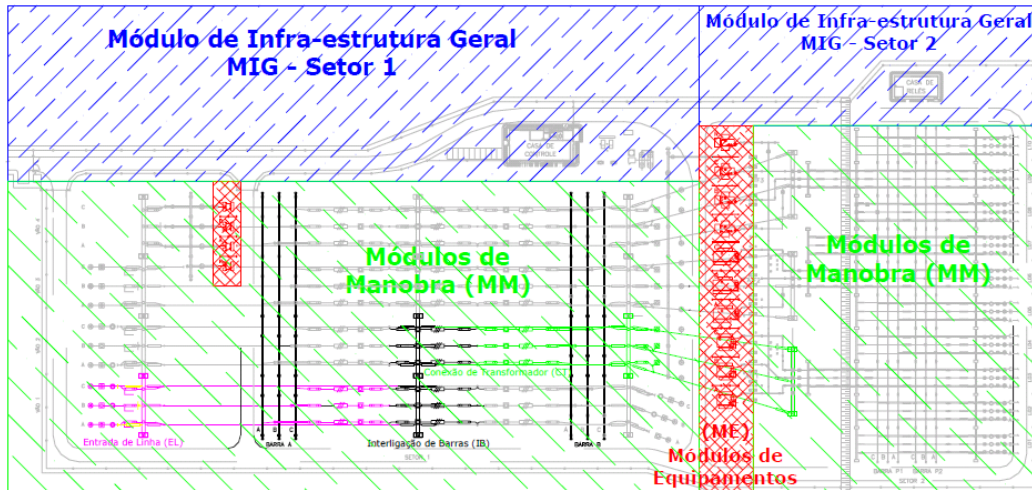


Figura 2.1. Exemplos de módulos de uma Subestação [7].

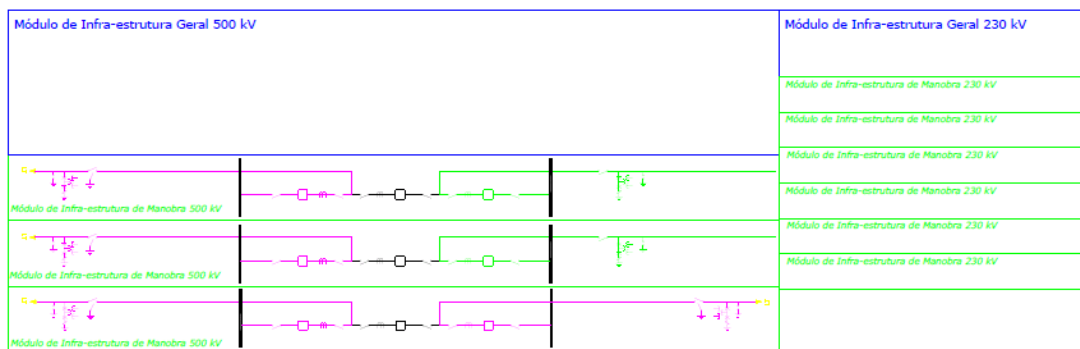


Figura 2.2. Exemplos de módulos de uma Subestação [7].

Embora no processo de definição das Funções Transmissão, visto no item 2.2, o conceito de modulação propriamente dito não seja utilizado para a descrição dos equipamentos principais e complementares de cada tipo de Função Transmissão, pela natureza de ambos os conceitos qualquer tipo de Função Transmissão pode ser composta pelas unidades modulares provenientes do conceito de modulação descrito.

Esta característica é comprovada pela exemplificação oferecida adiante, no qual as unidades modulares são utilizadas para designar instalações de conexão, tais como *interligação de barra (IB)*, *entrada de linha (EL)*, *conexão de transformador (CT)* e *Módulo Geral (MG)*, para a descrição dos equipamentos componentes de Funções Transmissão. Neste caso,

todos os módulos consistem em *Módulos de Manobra*, excetuando apenas o *Módulo Geral* (MG) o qual consiste no *Módulo de Infra-estrutura Geral* descrito.

Dentre os três tipos de unidades modulares, apenas os *Módulos de Equipamentos* não são comumente utilizados já que consistem, salvo algumas exceções, em um único equipamento. O tratamento do equipamento como um módulo para o processo de descrição de Funções Transmissão é evidentemente desnecessário.

Desta forma, a composição de cada módulo vem a ser de grande ajuda para a delimitação das Funções Transmissão por estes módulos formadas. Em vista disso, estão dispostas no ANEXO A a descrição e quantificação dos equipamentos integrantes a cada *Módulo de Manobra* por nível de tensão e, em alguns casos, por arranjo físico da instalação.<sup>5</sup>

## **2.4. Exemplo da Descrição de Funções Transmissão em Um CPST**

Um exemplo onde ilustra o preenchimento dos anexos dos CPST que constam a descrição de cada Função Transmissão e Pagamento Base associado pertencentes a uma Concessionária de Transmissão fictícia fornecido pela ANEEL em [8] é apresentado da Figura 2.3 à Figura 2.8.

Da Figura 2.3 à Figura 2.6 a planilha da concessionária fictícia contendo as instalações de transmissão da Rede Básica é apresentada. Na Figura 2.3 estão relacionadas as instalações de conexão da planilha, designados pelas unidades modulares as quais representam. Vale ressaltar que a terminologia e a composição de cada módulo podem ser consultadas no ANEXO A deste trabalho.

Na Figura 2.4 estão relacionados os equipamentos de transformação da planilha e, na Figura 2.5, são relacionadas as linhas de transmissão.

Nestas três figuras são relacionadas apenas as instalações da Rede Básica Existente (RBSE), as quais consistem nas instalações cuja concessão foi outorgada no processo de reforma do setor elétrico. Este assunto será abordado adiante, no item 3.2. Já na Figura 2.6, são relacionadas as novas instalações de transmissão, autorizadas por resoluções específicas, assunto também abordadas no item referido.

Nas figuras seguintes, Figura 2.7 e Figura 2.8 o preenchimento dos anexos I e II dos contratos dessa concessionária são realizados em função das instalações relacionadas na planilha. Este exemplo possibilita um bom panorama da composição das Funções Transmissão, nos fornecendo diferentes casos, como uma Função Transmissão – Linha de Transmissão na

---

<sup>5</sup> A caracterização técnica destes equipamentos pode ser consultada em [7].

qual apenas a linha de transmissão e uma das entradas de linha pertence a concessionária, caso utilizado como exemplo anteriormente; ou o caso da presença de equipamentos reserva, observação que afeta diretamente a apuração da Parcela Variável, assunto tratado no Capítulo a seguir.

### Instalações de conexões da Rede Básica existentes (RBSE)

SUBESTAÇÃO		MÓDULO					Pagamento Base (R\$)	INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES
COD	NOME	USUARIO	QTD	EQUIPTO	TENSAO	TIPO		
1	PATOS	RB	1	MGM	230	BPT	38.339,21	
1	PATOS	RB	2	EL	230	BPT	17.595,64	
1	PATOS	RBF	2	CT	230	BPT	14.495,52	Distribuidora conectada DISCOR
1	PATOS	RB	1	IB	230	BPT	5.100,89	
1	PATOS	RBF	3	CT	69	BPT	5.741,24	Distribuidora conectada DISCOR Distribuidora conectada DISCOR. Conexão do terciário do Trafo nº 2 p/ serviços
1	PATOS	RBF	1	CT	13	BPT	904,75	auxiliares reserva do banco 230/69 kV
1	PATOS	RBF	1	IB	69	BPT	1.074,20	Distribuidora conectada DISCOR
1	PATOS	RBF	2	CT	13	BPT	1.809,50	Distribuidora conectada DISCOR. 1 CT é do CH
1	PATOS	RBF	1	IB	13	BPT	653,18	Distribuidora conectada DISCOR
2	PORÃ	RBF	1	CT	230	BPT	7.247,76	CT disponível para futura instalação do Trafo 230/69 kV (DISCOR se conectará)
2	PORÃ	RB	1	CT	230	BPT	7.247,76	Conexão do Compensador Síncrono
2	PORÃ	RB	1	CT	13	BPT	904,75	Conexão do Compensador Síncrono
3	SOLAR	RB	1	MGG	500	DJM	50.000,00	
3	SOLAR	RB	1	IB	500	DJM	9.000,00	
3	SOLAR	RB	1	EL	500	DJM	12.000,00	
3	SOLAR	RB	1	CT	500	DJM	9.500,00	conexão do trafo 500/230 kv
3	SOLAR	RB	1	CT	230	BD	8.000,00	conexão do trafo 500/230 kv
3	SOLAR	RB	1	CT	500	DJM	9.500,00	Conexão do Reator de Barra
<b>TOTAL</b>							<b>199.114,40</b>	
<b>LEGENDA:</b>		<b>SIGLA</b>						
DISCOR - Distribuidora		DC						
TRANSCOR - Transmissora		TC						
Rede Básica Sistemica		RB						
Rede Básica Fronteira		RBF						

Figura 2.3 Planilha com instalações de transmissão fictícias utilizada como exemplo ilustrativo. [8]

Obs.: A terminologia utilizada e a composição de cada módulo podem ser consultadas no ANEXO A deste trabalho.

### Equipamentos de transformação e compensação reativa da Rede Básica existentes (RBSE)

Subestação						Primário	Secundário	Potência			Pagamento	INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES
COD.	Nome	USUÁRIO	Unid.	Equip	Fases	(kV)	(kV)	(MVA)	LTC?	TERC?	Base (R\$)	
1	PATOS	RBF	1	T	3	230	69	100	S	S	13.179,43	Distr. Conect. DISCOR com terciário atendendo os serv. Auxil.
1	PATOS	RBF	4	T	1	230	69	100	S	N	14.000,00	Distr. Conect. DISCOR. 3 unidades + 1 reserva
1	PATOS	RBF	1	T	3	69	13	26,6	S	N	2.838,79	Distribuidora conectada DISCOR
1	PATOS	RBF	1	CH	3	13		7,2	N	N	1.070,05	Distribuidora conectada DISCOR
2	PORÃ	RB	1	CS	3	13		50			14.000,00	Compensador Sincrono
2	PORÃ	RB	1	T	3	230	13	60	S	N	12.000,43	Conexão do Compensador Sincrono
3	SOLAR	RB	1	AT	3	500	230	250	S	S	23.000,00	
3	SOLAR	RB	1	RB	3	500		150			14.000,00	
3	SOLAR	RB	1	RL	3	500		150			14.500,00	
<b>TOTAL</b>											<b>108.588,70</b>	
<b>LEGENDA:</b>		<b>SIGLA</b>										
DISCOR - Distribuidora		DC										
TRANSCOR - Transmissora		TC										
Rede Básica Sistemica		RB										
Rede Básica Fronteira		RBF										

Figura 2.4 Planilha com instalações de transmissão fictícias utilizada como exemplo ilustrativo [8].

Linha	USUÁRIO	Comp. (km)	Tensão (kV)	Tipo			Pagamento Base (R\$)	INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES
				Circuito	Estrutura	Condutor		
FRITEL / PATOS	RB	37,5	230	CD	AR	636.0	44.283,26	
<b>TOTAL</b>							<b>44.283,26</b>	
<b>LEGENDA:</b>		<b>SIGLA</b>						
DISCOR - Distribuidora		DC						
TRANSCOR - Transmissora		TC						
Rede Básica Sistemica		RB						
Rede Básica Fronteira		RBF						

Figura 2.5 Planilha com instalações de transmissão fictícias utilizada como exemplo ilustrativo [8].

Novas instalações de transmissão da Rede Básica, autorizadas por Resoluções específicas (RBNI)

<i>Reclassificação Usuário/Concessionária</i>		<i>Empreendimento</i>	<i>Estabelec e Rec</i>	<i>Receita Anual Permitida (R\$)</i>	<i>Data Referência de Preços</i>	<i>Data Início da Operação Comercial</i>	<i>Receitas Anuais para o ciclo 2004-2005 com RGR 1/6/2003</i>	<i>PAGAMENTO BASE R\$ 1/6/2003</i>
RB	TRANSCOR	SE Peseta II - implantação de 1 IB 230 kV	428/2002	230.727,55	01/06/2002	15/12/2002	311.653,32	<b>25.971,11</b>
RB	TRANSCOR	construção do segundo trecho de linha da LT 230 kV, Gertel - Lagos / Peseta II, 400 km	428/2002	4.702.820,38	01/06/2002	15/12/2002	6.352.295,47	<b>529.357,96</b>
RB	TRANSCOR	SE Peseta II - implantação de 1 EL, 230 kV, para a LT 230 Gertel - Lagos / Peseta II	428/2002	395.560,19	01/06/2002	15/12/2002	534.299,63	<b>44.524,97</b>
RB	TRANSCOR	SE Gertel - implantação de EL em 230 kV, para a LT 230 kV, Gertel - Lagos / Peseta II	428/2002	393.924,32	01/06/2002	15/12/2002	532.089,99	<b>44.340,83</b>
							TOTAL	644.194,87
<b>LEGENDA:</b>			<b>SIGLA</b>					
DISCOR - Distribuidora			DC					
TRANSCOR - Transmissora			TC					
Rede Básica Sistemica			RB					
Rede Básica Fronteira			RBF					

Figura 2.6 Planilha com instalações de transmissão fictícias utilizada como exemplo ilustrativo [8].

ANEXO I AO CPST Nº 000/0000 – TRANSCOR (EXEMPLO)

DESCRIÇÃO DAS FUNÇÕES DE TRANSMISSÃO PERTENCENTES À REDE BÁSICA, PAGAMENTOS BASE E CAPACIDADES OPERATIVA

FUNÇÃO DE TRANSMISSÃO				PAGAMENTO BASE (R\$)							CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO (A)	CAPACIDADE DE PROJETO (A)	FATOR LIMITANTE DE LONGA DURAÇÃO	CAPACIDADE OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO (A)	FATOR LIMITANTE DE CURTA DURAÇÃO	DISTRIBUIDORA/ DATA DE RECLASSIFICAÇÃO DA FT	OBS.
SE/LT		Descrição dos Equipamentos		RBSE			RBNi			SOMA							
Origem	Destino	RBSE	RBNi	BAY DE	EQUIP.	BAY PARA	BAY DE	EQUIP.	BAY PARA								
<b>FUNÇÃO: LINHAS DE TRANSMISSÃO</b>																	
FRITEL	PATOS	LT 230 kV , Circuito nº 1, 37,5 km		0,00	22.141,63	8.797,82	0,00	0,00	0,00	30.939,45							
FRITEL	PATOS	LT 230 kV , Circuito nº 2, 37,5 km		0,00	22.141,63	8.797,82	0,00	0,00	0,00	30.939,45							
GERTEL -LAGOS	PESETA II		LT 230 kV, Circuito nº 2, 400 km e 2 EL'S 230 kV	0,00	0,00	0,00	44.340,83	529.357,96	44.524,97	618.223,76							
FRITEL	SOLAR (5) (6)	LT 500 kV, CS, 300 km		0,00	0,00	31.000,00	0,00	0,00	0,00	31.000,00							Foi somado 1/2 do IB DJM na FT E 1 RL não manobrável.
<b>SUB TOTAL</b>										<b>711.102,66</b>							
<b>FUNÇÃO: TRANSFORMADOR</b>																	
PATOS (1)		T nº 1, 230/69 kV, 1 F, 3x100 MVA + reserva		7.247,76	14.000,00	1.913,75	0,00	0,00	0,00	23.161,51						DC/ 20.12.03	há Trafo reserva.
PATOS (2)		T nº 2, 230/69/13 kV, 3 F, 100 MVA		7.247,76	13.179,43	1.913,75	0,00	0,00	0,00	22.340,93						DC/ 20.12.03	O terciário atende os serviços auxiliares da SE
PATOS (3)		T nº 3, 69/13/13 kV, 3 F, 26,6 MVA		1.913,75	2.838,79	904,75	0,00	0,00	0,00	5.657,29						DC/ 20.12.03	O terciário conecta banco de capacitores
PORÁ (4)		CT 230 kV (disponível para o Trafo a ser instalado)		7.247,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7.247,76							CT reserva
SOLAR (5)		AT 500/230 kV, 3F, 250 MVA		14.000,00	23.000,00	8.000,00	0,00	0,00	0,00	45.000,00							
<b>SUB TOTAL</b>										<b>103.407,49</b>							
<b>FUNÇÃO: MÓDULO GERAL</b>																	
PATOS		MGM 230 kV, arranjo BPT			38.339,21			0,00									
PATOS		1 IB 230 kV, arranjo BPT			5.100,89			0,00									
PATOS		1 IB 69 kV, arranjo BPT			1.074,20			0,00								DC/ 20.12.03	
PATOS		1 IB 13 kV, arranjo BPT			653,18			0,00		46.072,23							
PATOS		1 CT 13 kV, arranjo BPT			904,75											DC/ 20.12.03	conexão do terciário do trafo nº 2 230/69/13 kV que atende os serviços auxiliares da SE PATOS
PESETA II		MG 230 kV			0,00			0,00		25.971,11							
PESETA II (7)			1 IB 230 kV, arranjo BPT		0,00			25.971,11		25.971,11							
SOLAR		MGG 500 kV			50.000,00			0,00		50.000,00							
<b>SUB TOTAL</b>										<b>122.043,34</b>							
<b>SUB TOTAL GERAL</b>										<b>936.553,48</b>							

- (1) SE PATOS - com exemplo de banco de Trafos monofásicos + Reserva  
 (2) SE PATOS - Trafo com terciário atendendo somente os serviços auxiliares da SE  
 (3) SE PATOS - Trafo com terciário conectando banco de capacitores - CH  
 (4) SE PORÁ - para exemplificar o caso do subitem e), do item 4 do Ofício Circular  
 (5) LT 500 kV FRITEL - SOLAR - com exemplo do 1/2 do IB DJM somado a FT  
 (6) LT 500 kV FRITEL - SOLAR - com exemplo do RL não manobrável no terminal da SE SOLAR  
 (7) SE PESETA II - exemplo de inclusão da instalação RBNi somada ao RBSE.

Figura 2.7 Exemplo para preenchimento do Anexos I do CPST. [8]

**ANEXO II AO CPST Nº 000/0000 – TRANSCOR (EXEMPLO)**

**DESCRIÇÃO DAS FUNÇÕES DE TRANSMISSÃO CONTROLE DE TENSÃO PERTENCENTES À REDE BÁSICA, PAGAMENTOS BASE E CAPACIDADES OPERATIVA**

FUNÇÃO DE TRANSMISSÃO		PAGAMENTO BASE (R\$)					CAPACIDADE OPERATIVA (Mvar)	CAPACIDADE DE PROJETO (Mvar)	FATOR LIMITANTE (Mvar)	DISTRIBUIDORA/ DATA DE RECLASSIFICAÇÃO DA FT	OBS.	
SE	Descrição dos Equipamentos	RBSE		RBNI		SOMA						
		RBSE	RBNI	BAY	EQUIP.							BAY
PATOS	CH 13 kV, 3 F, 7,2 Mvar			904,75	1.070,05	0,00	0,00	1.974,80			DC/ 20.12.03	com conexão do terciário do trafo nº 3 69/13/13 kV
PORÃ	1 CS 13 kV, 3F, 50 Mvar			20.152,94	14.000,00	0,00	0,00	34.152,94				Conexão compreende Trafo e CT's
SOLAR	1 RB 500 kV, 3F, 150 Mvar			9.500,00	14.000,00	0,00	0,00	23.500,00				
								<b>59.627,74</b>				

Legenda:	Sigla
DISCOR - Distribuidora	DC
TRANSCOR - Transmissora	TC
Rede Básica Sistemica	RB
Rede Básica Fronteira	RBF

Figura 2.8 Exemplo para preenchimento dos Anexo II do CPST [8].



## 3. Regulação da Qualidade do Serviço de Transmissão

### 3.1. Introdução

Dentro do atual modelo do setor elétrico brasileiro, marcado pela desverticalização<sup>6</sup> dos segmentos de geração, transmissão e distribuição, a regulação da qualidade do serviço em cada segmento é essencial para a definição da responsabilidade de cada agente dentro da cadeia global de energia elétrica, de forma a garantir ao consumidor final o produto de forma ininterrupta e dentro dos padrões desejados [9].

Neste cenário, o serviço público de transmissão, composto pela Rede Básica, teve sua qualidade associada à sua disponibilidade e capacidade plena contratada, sendo utilizado um mecanismo de incentivo que associa a remuneração das concessionárias do segmento ao desempenho aferido de suas instalações. Tal mecanismo, denominado Parcela Variável, consiste em uma série de deduções sobre as remunerações mensais das concessionárias de transmissão, distinguindo-se quanto ao tipo de evento o qual o desconto remete.

Um dos eventos penalizados sob a forma da Parcela Variável são as indisponibilidades das instalações. Estas, mais precisamente as indisponibilidades oriundas de falhas nos equipamentos integrantes à instalação, são objetos de estudo deste trabalho, sendo abordadas neste Capítulo todas as penalizações relacionadas à Parcela Variável referentes a este tipo específico de evento. Serão apresentadas ainda as principais características do mecanismo de desconto e as informações necessárias para o entendimento da lógica e processo de regulação da qualidade do serviço prestado neste segmento do setor elétrico brasileiro.

### 3.2. Considerações Iniciais

Os critérios e o processo de regulação da qualidade do serviço de transmissão a serem apresentados neste Capítulo distinguem-se, todavia, para os diferentes regimes de outorga a qual se encontram as instalações da Rede Básica e o processo pelo qual a outorga foi concedida. É necessário, portanto, uma breve explanação sobre o assunto para o esclarecimento dos critérios do mecanismo a serem apresentados.

Atualmente, a outorga (uso do bem público) para o serviço público de transmissão de energia elétrica no Brasil é concedida por meio de *Concessão* ou *Autorização*.

---

<sup>6</sup> As atividades de Geração e Transmissão, entretanto, podem ser exploradas sob o mesmo agente econômico, descaracterizando a desverticalização plena do setor.

A *Concessão* foi outorgada às concessionárias estatais no processo de reforma do setor elétrico através dos primeiros contratos de concessão, atualmente é concedida às *Novas Concessões* por meio de processos licitatórios, na modalidade de leilão. Os leilões são promovidos pela ANEEL, por determinação do Ministério de Minas e Energia (MME) e mediante publicação de Decreto Presidencial. Para sua realização são publicados os editais com os dados técnicos dos lotes a ser leiloados e estabelecida uma receita máxima pela concessão de exploração do serviço público de transmissão do ativo pelo período de 30 anos. O vencedor do certame é a empresa ou Sociedade de Propósito Específico (SPE) que oferecer a menor receita, ou seja, o maior deságio sobre a receita máxima estabelecida, celebrando com o Poder Concedente um Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST) para a construção, operação e manutenção das instalações.

A *Autorização*, por sua vez, é concedida por meio de resoluções específica emitidas pela ANEEL para os Reforços<sup>7</sup> e Melhorias<sup>8</sup> às concessões outorgadas, atribuindo a estas o acréscimo correspondente em sua receita nos respectivos CPST. Sua necessidade é determinada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para o aumento da capacidade de transmissão ou da confiabilidade do sistema.

Desta forma, compõem a Rede Básica as Concessões não licitadas (concessões outorgadas no processo de reforma do setor), as Autorizadas a estas instalações (empreendimentos de Reforço e Melhoria às Concessões não licitadas), as Concessões Licitadas (concedidas através de Leilões) e as a estas instalações Autorizadas (empreendimentos de Reforço e Melhoria às Concessões Licitadas).

Às concessões licitadas e a estas autorizadas são previstas a cobrança da Parcela Variável, com os critérios de aplicação definidas no próprio Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST), precedendo às demais na execução deste mecanismo, sendo o primeiro leilão realizado em 2000.

Às concessões não licitadas e a estas autorizadas, os critérios de aplicação da Parcela Variável foram estabelecidos através da Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007. Distinguem-

---

<sup>7</sup> Reforços: implementação de novas instalações de transmissão, substituição ou adequação em instalações existentes, recomendadas pelos planos de expansão do sistema de transmissão e autorizadas pela ANEEL, para aumento da capacidade de transmissão ou da confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), ou, ainda, que resulte em alteração física da configuração da rede elétrica ou de uma instalação; [10]

<sup>8</sup> Melhorias: instalação, substituição ou reforma de equipamentos visando manter a regularidade, continuidade, segurança e atualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, compreendendo a modernidade das técnicas e a conservação das instalações de transmissão, em conformidade com o contrato de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica e os Procedimentos de Rede; [10]

se, entretanto, alguns critérios de aplicação entre ambas, parâmetros detalhados adiante, no item 3.4.1.

### **3.3. Regulação da Qualidade do Serviço de Transmissão**

Com o propósito de garantir a qualidade dos serviços prestados pelos agentes de transmissão e a maximização da disponibilidade de suas instalações para a operação do Sistema Interligado Nacional, a ANEEL, órgão responsável pela atividade de regulação do setor, estabeleceu por meio da Resolução nº 207/2007 uma série de disposições que, fundamentalmente, associam a qualidade do serviço de transmissão à disponibilidade de suas instalações. Nesta resolução são ainda previstas penalizações, denominadas Parcelas Variáveis, as quais associam a remuneração das concessionárias do segmento à qualidade do serviço prestado pelos seus ativos.

Às instalações licitadas os requisitos de qualidade do serviço público de transmissão já eram estabelecidos nos Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST) por estas firmadas, assim como os descontos sobre a remuneração mensal sob a forma da Parcela Variável, com critérios de aplicação definidos no próprio contrato referido. Para as demais instalações, não licitadas, a definição da qualidade do serviço de transmissão e os critérios da Parcela Variável vieram apenas através da Resolução nº 270/2007. Os critérios e disposições pela Resolução estabelecidas vieram a contemplar a todas as instalações da Rede Básica, observando particularidades de cada uma destas, seja pela forma da outorga ora pela data a qual foi concedida. Foram mantidos assim às instalações licitadas antes da referida resolução os critérios estabelecidos nos próprios CPSTs, agregando outras disposições e critérios, complementando o quadro regulatório não só desta, mas de todas as instalações pertencentes à Rede Básica.

A Resolução estabelece, no artigo 4º, a qualidade do serviço público de transmissão como função da disponibilidade e capacidade plena da Função Transmissão, as considerando indisponíveis quando ocorridos os denominados “Desligamentos Programados”, “Outros Desligamentos” ou “Atraso na Entrada em Operação”, cada termo transcrito a seguir.

i. Os *Desligamentos Programados* correspondem às indisponibilidades da função transmissão programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup> Procedimentos de Rede: Documentos de caráter normativo elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com participação dos agentes, e aprovados pela ANEEL, que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação

ii. Os Outros Desligamentos correspondem a qualquer indisponibilidade da função transmissão não considerada como Desligamento Programado, ou seja, intervenções solicitadas ao ONS com antecedência inferior a 24 horas ou com antecedência entre 24 ou 48 horas sem que seja possível ao ONS programar as condições operativas do Sistema Interligado Nacional (SIN), e desligamentos em tempo real.

iii. O Atraso na Entrada em Operação consiste no atraso na data de entrada em operação comercial de uma nova função transmissão estabelecida no contrato de concessão ou em resolução da ANEEL, por motivo direta ou indiretamente imputável à concessionária de transmissão.

Em seguida, no artigo 5º e 6º desta mesma resolução, é estabelecida a aplicação dos descontos referentes à Parcela Variável<sup>10</sup> e do Atraso na Entrada em Operação ao Pagamento Bases das instalações. No CPST firmados antes de resolução nº 270/2007, os termos referentes aos tipos de desligamentos (programados e não programados) já eram definidos de forma semelhante e prevista a aplicação da Parcela Variável correspondente no próprio contrato.

Os critérios e descontos relativos à Parcela Variável serão descritos a seguir. Uma ênfase maior será dada aos referentes aos desligamentos intempestivos, alvo de estudo deste trabalho.

### **3.4. Parcela Variável (PV)**

A Parcela Variável consiste em um valor de ajuste mensal dos faturamentos das Concessionárias de Transmissão em função da *qualidade do serviço público de transmissão* prestado pelas Funções transmissão, assim como definido na Resolução 270/2007, descrito no item 3.3.

Embora a resolução defina a Parcela Variável composta por apenas duas deduções, as denominadas Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) e Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária (PVRO), as demais deduções pela resolução estabelecidas como “desconto sobre o Pagamento Base”, são tratadas no Submódulo nº 15.12 dos Procedimentos de Rede, revisão nº 2, como integrantes da Parcela Variável. Considerando tais descontos de

---

eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN).

<sup>10</sup> Na resolução ANEEL, artigo 5º, estabelece a aplicação do desconto da Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) e por Restrição Operativa Temporária (PVRO), não citando os demais descontos associados à Parcela Variável mencionadas no item 3.4.

forma semelhante ao documento citado, são componentes da Parcela Variável as seguintes deduções:

- Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI);
- Parcela Variável devido a Restrições Operativas Temporárias (PVRO);
- Parcela Variável devido a Atraso de Entrada em Operação de Novas FTs (PVAR);
- Parcela Variável devido a Cancelamento de Intervenções Previamente Aprovadas (PVCII); e
- Parcela Variável devido à utilização de Equipamento Reserva (PVR).

A seguir serão apresentadas as definições e critérios para a aplicação da Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) e Parcela Variável devido à utilização de Equipamento Reserva (PVR), as quais constituem as penalidades em função da indisponibilidade por falha intempestiva dos equipamentos integrantes significativas para a proposta deste trabalho.

### **3.4.1. Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI)**

A PVI é a parcela deduzida do Pagamento Base da Função Transmissão em função da sua disponibilidade, considerando a função indisponível quando ocorrido os denominados *Desligamentos Programados* ou *Outros Desligamentos* ocasionados por eventos envolvendo o equipamento principal e/ou complementares da própria FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão.

Às instalações não licitadas e as autorizadas a estas instalações até a data da Resolução nº 270/2007 é estabelecida uma franquia de duração de desligamentos, a qual não se aplica o desconto. Dessa forma, caso a soma da duração dos desligamentos apurados da Função Transmissão durante o período contínuo móvel de doze meses não ultrapasse a franquia, não se aplica a Parcela Variável por Indisponibilidade. A esta franquia é denotado o nome de *Padrão de Duração de Desligamentos*.

Às mesmas instalações é estabelecido o *Padrão de Frequência de Outros Desligamentos*. Sua violação, ou seja, caso o número de *outros desligamentos* no período contínuo móvel de doze meses ultrapasse o padrão proposto, não é prevista a perda de receita pela PVI, mas a fiscalização da concessionária pela ANEEL e sua submissão às penalidades estabelecidas na Resolução Normativa nº 63/2005.

Os valores de *Padrão de Duração de Desligamentos e Padrão de Frequência de Outros Desligamentos* correspondentes a cada tipo de Função Transmissão e família de equipamentos estão dispostos na Tabela 3.1.

Às instalações licitadas, as quais a Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) já era prevista, as autorizadas a estas instalações e as autorizadas às concessões não licitadas após a data da Resolução Normativa nº 270/2007 não são previstas as mesmas franquias, sendo que qualquer desligamento superior a 1 minuto, observados os critérios gerais dispostos em 3.4.1.1, implica na aplicação da penalização.

No cálculo da PVI, apresentado em (3.1), também é previsto fatores multiplicadores  $Kp$  e  $Ko$ , referentes aos *desligamentos programados* e *outros desligamentos*, respectivamente. Tais fatores intensificam as deduções sobre os denominados *outros desligamentos*, cujo fator correspondente ( $Ko$ ) é significativamente superior ao outro ( $Kp$ ). Na Tabela 3.1 estão apresentados os valores dos fatores para cada tipo de Função Transmissão e família de equipamentos para as instalações não licitadas e autorizadas a estas antes da data da Resolução Normativa nº 270/2007. Às demais instalações, os valores são ajustados nos respectivos editais de licitação ou resoluções autorizativas.

$$PVI = \frac{PB}{1440 * D} * Kp * \left( \sum_{i=1}^{NP} DVDP_i \right) + \frac{PB}{1440 * D} * \left( \sum_{i=1}^{NO} Ko_i * DVOD_i \right) \quad (3.1)$$

Sendo:

$PB$  = Pagamento Base da FT;

$D$  = Número de dias do mês;

$\sum DVDP$  e  $\sum DVDO$  = Somatórios da Duração Verificada de Desligamento Programado e da Duração Verificada de Outros Desligamentos de uma FT: correspondem aos somatórios das durações, em minutos completos, de cada Desligamento Programado e de Outros Desligamentos da FT ocorrido durante o mês. Caso a instalação esteja sujeita ao *padrão de duração de desligamentos* (instalações não licitadas e as autorizadas a estas instalações até a data da Resolução nº 270/2007), considera-se as condições a seguir:

a. Se, no período contínuo de onze meses anteriores ao referido mês, a duração acumulada dos *Desligamentos Programados* ou dos *Outros Desligamentos* for igual ou superior que a duração do correspondente padrão, será considerado, para efeito de desconto da PVI, o valor do respectivo somatório das durações ocorridas no mês; e

b. Se, no período contínuo de onze meses anteriores ao referido mês, a duração acumulada dos *Desligamentos Programados* ou dos *Outros Desligamentos* for inferior à duração do correspondente padrão, será considerado, para efeito de desconto da PVI, o valor positivo da diferença entre a duração acumulada acrescida do respectivo somatório das durações ocorridas no mês e a duração correspondente padrão;

$Kp$  = Fator multiplicador para Desligamento Programado;

$Ko$  = Fator multiplicador para Outros Desligamentos com duração de até 300 minutos. Nesta fórmula, este fator será reduzido para  $Kp$  após o 300º minuto, observando as condições a. e b. acima estabelecidas;

$NP$  = Número de Desligamento Programado da FT ocorrido ao longo do mês; e

$NO$  = Número de Outros Desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês.

Tabela 3.1. Padrão de frequência e duração de Desligamentos e fatores multiplicadores [11].

Função Transmissão	Família de Equipamento <sup>11</sup>	Padrão de Duração de Desligamento		Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (desl./ano)	Fator $Ko$	Fator $Kp$	
		Programado (hora/ano)	Outros (hora/ano)				
LT	≤5 km (*)	26	0,5	1	150	10	
	> 5km e ≤ 50km (*)	26	1	1			
	>50 km – 230 kV	21	1,5	3			
	345 kV	21	1,5	2			
	440 kV	38	1,5	2			
	500 kV	38	2	2			
	750 kV	38	2,3	3			
	Cabo Isolado (*)	54	0,5	-	50	2,5	
TR	≤ 345 kV	21	1	1	150	10	
	> 345 kV	27	1	1			
CR	REA	≤ 345 kV	58	2	150	10	
		> 345 kV	26	1,5			1
	CRE	(*)	73	19,17	3	150	7,5
	CSI	(*)	333	17	3	50	2,5
	BC	(*)	46	3	3	100	5,0
	CSE	(*)	20	5,6	3	150	7,5

(\*) Qualquer nível de tensão de uso na Rede Básica

<sup>11</sup> Família de Equipamento: Conjunto de equipamentos de uma Função Transmissão, que apresenta homogeneidade nos indicadores característicos de desempenho e que cumpre função análoga no sistema elétrico [10].

LEGENDA:

LT – Linha de Transmissão	CSI – Compensador Síncrono
TR – Transformação	BC – Banco de Capacitor
CR – Controle de Reativo	CSE – Compensação Série
REA – Reator	$K_o$ – Fator multiplicador para Outros Desligamentos
CRE – Compensador Estático	$K_p$ – Fator multiplicador para Desligamento Programado

### 3.4.1.1. Critérios para a Apuração da PVI

Dentre os critérios estabelecidos para a apuração da PVI [11], estão transcritos a seguir os quais se destacam para a utilização da metodologia proposta neste trabalho:

I. Situações gerais (aplicáveis a todas as Funções Transmissão):

a. São desconsiderados para efeito de cálculo da PVI desligamento devido à contingência em outra Função Transmissão, da própria ou de outra concessionária de transmissão, ou em instalações não integrantes da Rede Básica, excetuados os casos de atuação indevida da proteção e/ou da operação da própria concessionária de transmissão; Caso a FT não esteja apta a ser energizada após este desligamento, esta será considerada indisponível, considerando o período como *Outros Desligamentos*;

b. São desconsideradas para efeito de cálculo da PVI desligamento com duração inferior ou igual a 1 (um) minuto;

c. A utilização de um equipamento reserva em substituição a uma Função Transmissão da concessionária implica em desconto em valor correspondente à parcela do Pagamento Base do respectivo equipamento reserva, associado ao período em que estiver em operação.

II. Situações específicas a cada tipo de Função Transmissão:

i. Função Transmissão – Linha de Transmissão (LT)

a. Quando uma FT – LT contiver equipamentos integrantes de mais de uma concessão de transmissão, é aplicada a essa FT os descontos das PV às concessionárias de transmissão responsáveis pelos eventos associados a tais descontos, cabendo ao ONS coordenar a apuração dos eventos;



b. Não é considerado para efeito de desconto da PVI o período de até 120 horas iniciais de indisponibilidade de uma Função Transmissão – Linha de Transmissão – Cabo Isolado, por falha permanente ocorrida na FT contendo trecho(s) em cabo diretamente enterrado, podendo ser aplicado um período adicional em casos onde a intervenção nos cabos esteja condicionada a atendimento de exigências de órgãos públicos e/ou remanejamento de instalações de terceiros, mediante comprovação pela concessionária por meio de relatório técnico;

c. Não é considerado para efeito de desconto da PVI o período de 20 (vinte) horas por uma ou mais estruturas afetadas no caso de queda das mesmas, objetivando a detecção do local da falha, isolamento e mobilização, além de mais 20 (vinte) horas para o reparo de cada estrutura afetada;

d. Não é considerado para efeito de desconto da PVI o período de 8 (oito) horas por cabo e por estrutura, no caso de queda de cabo ao solo e reposição de cadeias de isoladores; não sendo computado o eventual Período Noturno<sup>12</sup> necessário à localização da falha;

e. Após o desligamento de uma FT - Linha de Transmissão, caso ocorra o retorno à operação da FT sem o reator não manobrável sob tensão a ela integrado, e na hipótese de ser solicitado pelo ONS com base em estudo prévio, o desconto da PVI após o retorno incidirá apenas sobre o reator e corresponderá à parcela do respectivo Pagamento Base associado ao período de indisponibilidade do reator.

## ii. Função Transmissão – Transformação (TR)

a. Não é considerado para efeito de desconto da PVI o período de até 3 (três) horas iniciais de indisponibilidade de Função Transmissão – Transformação, por falha interna ao equipamento principal da mesma, desde que seja substituído por equipamento reserva;

b. No caso de falha ocorrida em equipamento principal de FT - Transformação, é concedido um período de 72 (setenta e duas) horas contínuas, a partir do momento da falha, para que a concessionária realize o transporte e a instalação de outro transformador ou reator, que não esteja localizado na área da subestação da ocorrência do evento para substituir o equipamento que ficou indisponível.

---

<sup>12</sup> Período Noturno: intervalo de tempo entre o horário do crepúsculo e do amanhecer, conforme disposto nos Procedimentos de Rede [10].

c. Para a FT - Transformação correspondente a transformador reserva trifásico em operação para atender critério de confiabilidade, são utilizados Fator multiplicador para Outros Desligamentos ( $K_o$ ) e Fator multiplicador para Desligamento Programado ( $K_p$ ) iguais a 10 (dez).

iii. Função Transmissão – Controle de Reativo (CR)

a. No caso de falha ocorrida em equipamento principal de FT - Controle de Reativo (Reator), é concedido um período de 72 (setenta e duas) horas contínuas, a partir do momento da falha, para que a concessionária realize o transporte e a instalação de outro transformador ou reator, que não esteja localizado na área da subestação da ocorrência do evento para substituir o equipamento que ficou indisponível.

b. Não é considerado para efeito de desconto da PVI o período de até 3 (três) horas iniciais de indisponibilidade de Função Transmissão – Controle de Reativo (Reator), por falha interna ao equipamento principal da mesma, desde que seja substituído por equipamento reserva;

iv. Função Transmissão - Módulo Geral (MG)

a. O desconto da PVI, no caso do desligamento de equipamento que compõe a FT-Módulo Geral, que cause indisponibilidade de uma ou mais Funções Transmissão vinculadas à mesma subestação, será calculado adotando-se o Pagamento Base da FT – Módulo Geral e a duração do desligamento do equipamento, exceto para o disjuntor central em configuração de barra de disjuntor e meio, que terá tratamento conforme o disposto no art. 25 da Resolução Normativa nº 270/2007. Não estando alguma FT vinculada apta a ser energizada após a liberação para operação do equipamento da FT - Módulo Geral, esta será considerada indisponível, considerando o período como Outros Desligamentos.

### **3.4.2. Parcela Variável Devido à Utilização de Equipamento Reserva (PVR)**

A utilização do equipamento reserva contratado em substituição a uma Função Transmissão, assim como estabelecido nos “Critérios para a apuração da PVI” (3.4.1.1), Situações gerais, item c, implica no desconto denominado PVR [12], com o valor determinado por (3.2).

$$PVR = \frac{PB}{1440 \times D} \times \sum_{i=1}^{NUR} DUR_i \quad (3.2)$$

Sendo:

*PB* = Pagamento Base do equipamento reserva contratado;

*D* = Número de dias do mês;

*DUR* = Período de operação do equipamento reserva contratado, em minutos completos;

*NUR* = Número de eventos apurados de utilização de um determinado equipamento reserva contratado.

Para tanto, os equipamentos reserva localizados na área de subestações integrantes do SIN deverão estar contratados no Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST). A utilização de equipamentos reserva não declarados no CPST não proporciona à concessionária às franquias para reposição da unidade principal mencionados nos itens a, b e c referentes à FT – TR; e itens a e b referentes à FT – CR, dispostas no item 3.4.1.1.

À concessionária de transmissão é ainda possibilitada a inclusão no CPST de equipamentos reservas com Pagamento Base (PB) iguais a zero, sem Receita Anual Permitida reconhecida pela ANEEL, de forma a serem aproveitadas as franquias mencionadas.

### **3.4.3. Limites de Aplicação da PV**

A aplicação do desconto das Parcelas Variáveis é condicionada a certos limites dispostos na Resolução Normativa 270/2007, transcritos a seguir.

I. O desconto referente à soma dos valores da Parcela Variável Por Indisponibilidade e da Parcela Variável Por Restrição Operativa Temporária de cada FT, dentro do mês de apuração, estará limitado a 50% (cinquenta por cento) do valor do Pagamento Base da FT, deslocando-se para o(s) mês (es) subsequente(s) o saldo que restar;

II. O desconto referido no item anterior (I), para o período contínuo de doze meses anteriores ao da apuração, incluindo este, estará limitado a 25% (vinte e cinco por cento) do somatório dos Pagamentos Base da FT no mesmo período;

III. Para a FT – LT com equipamentos integrantes de mais de uma concessão de transmissão, o desconto referente à soma dos valores da PVI e da PVRO imputado à concessionária de transmissão acessada, para o período contínuo de doze meses anteriores ao

da apuração, incluindo este, estará limitado a 50% (cinquenta por cento) do somatório dos Pagamentos Base associados aos equipamentos de sua propriedade, integrantes da respectiva FT, neste mesmo período;

IV. O desconto referente aos valores das PVI e das PVRO de todas as FT de uma concessão, no período de que trata o item II, estará limitado a 12,5% (doze e meio por cento) do valor da RAP da concessão, correspondente ao mesmo período.

### 3.5. Adicional à Receita Anual Permitida (RAP)

Às instalações não licitadas e as autorizadas a estas instalações até a data da Resolução nº 270/2007 é ainda estabelecida um adicional à Receita Anual Permitida (RAP) caso seu desempenho não ultrapasse um padrão estabelecido, no caso, o valor de percentil de 25% da Duração de Desligamento, apresentados na Tabela 3.2. Desta forma, caso a duração de *Outros Desligamentos* da Função Transmissão acumulada no período contínuo móvel de 12 (doze) meses anteriores ao mês de maio, incluindo este, for igual ou inferior ao correspondente valor estabelecido na Tabela referida, é concedido um adicional à RAP da FT equivalente ao valor da PVI correspondente, assim como demonstra (3.3).

$$AFR = \frac{PB}{1440 \times D} \times Ko_i \times \overline{DVOD}_f \quad (3.3)$$

Sendo:

$AFR$  = Adicional financeiro à RAP;

$PB$  = Pagamento Base da FT em base anual;

$D$  = 30;

$Ko$  = Fator para *Outros Desligamentos* com duração de até 300 minutos. Este fator é reduzido para  $Kp$  correspondente após o 300º minuto (Tabela 3.1);

$\overline{DVOD}_f$  = Padrão duração de *Outros Desligamentos* referente à família de equipamentos a qual pertence a FT (Tabela 3.1).

Caso a condição para a duração de *Outros Desligamentos* da Função Transmissão seja obedecida, confere-se ainda um adicional referente aos *Desligamentos Programados* se a duração destes, da mesma FT, acumulada no período contínuo de 12 (doze) meses anteriores ao mês de maio, incluindo este, for igual ou inferior ao correspondente valor de percentil de 25% da Duração de Desligamento, apresentado na Tabela 3.2. É acrescentado ao adicional financeiro à RAP o valor calculado por (3.4).

Tabela 3.2. Percentil de 25% da Duração de Desligamento para cada família de equipamentos [11].

Função Transmissão	Família de Equipamento	Percentil de 25% da Duração de Desligamento		
		Programado (hora/ano)	Outros (hora/ano)	
LT	≤5 km (*)	0	0	
	> 5km e ≤ 50km (*)	1,64	0	
	>50 km – 230 kV	1,19	0,02	
	345 kV	0,06	0,03	
	440 kV	0,85	0	
	500 kV	2,69	0	
	750 kV	6,7	0,36	
	Cabo Isolado (*)	6,51	0	
TR	≤ 345 kV	1,49	0	
	> 345 kV	3,69	0	
CR	REA	≤ 345 kV	2,21	0
		> 345 kV	2,12	0
	CRE (*)	13,64	2,23	
	CSI (*)	49,14	0,56	
	BC (*)	3,85	0	
	CSE (*)	0,15	0,1	

(\*) Qualquer nível de tensão de uso na Rede Básica

LEGENDA:

LT – Linha de Transmissão	CSI – Compensador Síncrono
TR – Transformação	BC – Banco de Capacitor
CR – Controle de Reativo	CSE – Compensação Série
REA – Reator	$K_o$ – Fator multiplicador para Outros Desligamentos
CRE – Compensador Estático	$K_p$ – Fator multiplicador para Desligamento Programado

$$AFR = \frac{PB}{1440 \times D} \times K_p \times \overline{DVDP}_f \quad (3.4)$$

Sendo:

$AFR$  = Adicional financeiro à RAP;

$PB$  = Pagamento Base da FT em base anual;

$D = 30$ ;

$K_p$  = Fator para *Desligamentos Programados* de acordo com a Tabela 3.1;

$\overline{DVDP}_f$  = Padrão duração de *Desligamentos Programados* referente à família de

equipamentos a qual pertence a FT (Tabela 3.1).

### **3.5.1. Limites de Aplicação do Adicional à RAP**

O valor total do adicional à RAP a ser creditado a todas as concessionárias está limitado a 30% da soma das PVI de todas as Funções Transmissão liquidadas no período contínuo de 12 meses anteriores ao mês de maio, incluindo este. Caso o valor de 30% da soma das PVI for menor que o valor da soma dos adicionais à RAP, referente a cada concessionária, é feito o rateio entre as concessionárias que fizerem jus ao recebimento do adicional proporcionalmente.

## 4. Ferramentas Probabilísticas

### 4.1. Introdução

A regulação da qualidade do serviço de transmissão, apresentada no Capítulo 3, como estabelecida, visa à minimização das indisponibilidades das instalações de transmissão, sejam estas devido à manutenção ou falha dos equipamentos integrantes. Em ambos os casos, os investimentos na manutenção de tais ativos são incentivados.

A utilização de métodos probabilísticos de gestão da manutenção surge neste cenário como um forte aliado na tomada de decisões no projeto e gestão de ativos, fornecendo uma avaliação da confiabilidade<sup>13</sup> não só de cada equipamento como também de toda a instalação.

Neste Capítulo serão apresentados os métodos probabilísticos utilizados pelos programas computacionais ConWeib e Hydra, ambos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), ferramentas utilizadas para análise de risco de falha de equipamentos e avaliação da confiabilidade de subestações, respectivamente.

O presente trabalho tem como objetivo a aplicação de tais métodos frente às penalizações referentes às indisponibilidades causadas por falhas nos equipamentos integrantes às Funções Transmissão. A metodologia proposta para tanto será apresentada posteriormente, no Capítulo 5. Este Capítulo visa apenas a apresentação das ferramentas probabilísticas disponíveis pelos programas citados.

### 4.2. Programa Computacional ConWeib

O programa computacional ConWeib, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), é uma ferramenta para análise estatística de risco de falha de equipamentos a partir de dados de históricos de falha.

O programa se baseia na modelagem da probabilidade de falha dos equipamentos, feita a partir das chamadas curvas de distribuição de probabilidade, as quais representam a probabilidade do conjunto sob estudo ao longo do tempo.

O fundamento básico da modelagem consiste na determinação dos valores dos parâmetros da curva de distribuição de probabilidade. Uma vez obtidos tais parâmetros, o valor da probabilidade pode ser obtido para qualquer instante desejado, além de outras grandezas relevantes para o estudo da confiabilidade do equipamento, como a vida média, taxa de falha e percentis.

---

<sup>13</sup> Confiabilidade: probabilidade de um equipamento ou sistema realizar sua função adequadamente, por um período de tempo determinado, sob determinadas condições de operação [13].

Atualmente, na versão 2.0, o programa possibilita o cálculo de risco de falha de equipamentos reparáveis e não reparáveis. Para cada um dos casos, são disponibilizadas as curvas de distribuição mais apropriadas e, em alguns destes, diferentes métodos de ajuste para a obtenção dos parâmetros da distribuição estatística escolhida.

A gama de opções de modelagem é orientada inicialmente pelo tipo de equipamento (reparável ou não-reparável) e pelo formato do registro de ocorrências do mesmo. Para cada tipo de equipamento pode ser adotado um formato de registro e a cada um destes uma curva de distribuição. A seguir serão descritos os tipos de formato de registro para cada tipo de equipamento referido além das definições necessárias para o seu entendimento.

#### **4.2.1. Registro de Ocorrências (Dados de Vida dos Equipamentos)**

Para o estudo estatístico da confiabilidade é necessário o conhecimento de dados sobre a vida dos equipamentos, ou seja, informações referentes à ocorrência das falhas<sup>14</sup> e respectiva idade do equipamento a qual o evento ocorreu. O registro, entretanto, pode assumir diferentes formas para cada tipo de equipamentos.

Para os equipamentos não-reparáveis, ou seja, aqueles que, tendo falhado, são removidos permanentemente da instalação ou totalmente substituído, o programa possibilita os dois registros de ocorrências mais comuns, que são as *listas de ocorrências simples* e *listas de ocorrências agrupadas* (em intervalos).

Vale ressaltar que para os equipamentos não-reparáveis o histórico de falhas deve ser separado por *modo de falha*, analisando cada *modo de falha* por vez. Entende-se *modo de falha* como qualquer evento que cause (ou venha a causar) uma falha funcional<sup>15</sup>, como por exemplo a queima da vela em um motor de carro.

A *lista de ocorrências simples*, exemplificado na Tabela 4.1, apresenta as informações do momento e do tipo de cada ocorrência. O momento da ocorrência corresponde à idade do equipamento, descrito em ciclos. Este pode assumir diferentes formas que representem o seu funcionamento físico, como tempo, número de chaveamentos etc.

O tipo da ocorrência pode assumir o valor de *falha* ou *suspensão*. A *suspensão* corresponde ao caso do elemento não apresentar *falha* ou o *modo de falha* não corresponder àquele de interesse na análise, sendo retirado definitivamente de operação, não podendo assim vir a falhar através do *modo de falha* em questão. A utilização do termo suspensão

---

<sup>14</sup> Entende-se por falha a perda total ou parcial de um componente, ou a modificação nas propriedades do mesmo que reduza sensível ou totalmente suas condições de trabalho [13].

<sup>15</sup> De acordo com a Manutenção Centrada na Confiabilidade, Falha Funcional é definida como a incapacidade de qualquer ativo em cumprir uma função para um padrão de desempenho aceitável pelo usuário [14].



enriquece o registro, fornecendo informações mais precisas sobre os equipamentos analisados.

Tabela 4.1. Exemplo de registro em forma de ocorrências simples.

Índice	Ciclo (dias)	Tipo
1	16	Falha
2	34	Suspensão
3	53	Falha
4	75	Falha
5	93	Falha
6	120	Suspensão

A *lista de ocorrências agrupadas*, exemplificada na Tabela 4.2, apresenta uma série de intervalos, cada um com momento inicial e final, e a quantidade de *falhas* e *suspensões* que ocorreram no período. Esse formato não determina o momento exato das ocorrências porém representa o corrente registro de falhas por inspeções periódicas.

Tabela 4.2. Exemplo de registro em forma de lista de intervalos (ocorrência agrupada).

Ciclo (km)	Suspensões	Falhas
$0 < d < 250$	2	1
$250 < d < 550$	2	0
$550 < d < 650$	2	1
$650 < d < 750$	9	1
$750 < d < 850$	23	1
$850 < d < 950$	27	2

Os equipamentos reparáveis, ou seja, aqueles que, tendo falhado, podem ser restaurados e postos em condição de operação por alguma ação corretiva, o registro da ocorrência é feito apenas na forma de intervalos. Neste, são registradas o número de falhas de cada equipamento, o momento de cada ocorrência e o tempo inicial e final de operação. Um exemplo deste registro é dado pela Tabela 4.3.

Tabela 4.3. Exemplo de lista de ocorrência [15].

Equipamento	Início (ciclos)	Fim (ciclos)	Falhas (ciclos)
CHAVE CXP 10	0	2600	3 [112, 1750, 2600]
CHAVE CXP 14	0	4500	3 [2002, 3600, 4500]
CHAVE CXP 15	200	5700	4 [2600, 3700, 4900, 5700]
CHAVE CXP 16	500	3500	2 [1400, 2800]

O passo seguinte para a modelagem corresponde à escolha da curva de distribuição, esta representa o modelo probabilístico que virá a ser utilizado para o estudo da amostra.

Apesar do nome do programa remeter à distribuição de probabilidade Weibull, a versão atual do programa oferece ainda para o ajuste dos equipamentos não-reparáveis as distribuições: Normal e Log-Normal, além da escolha entre a distribuição Weibull bi ou tri-paramétrica<sup>16</sup>.

Para cada amostra analisada existe uma distribuição mais adequada para representar a sua probabilidade ao longo do tempo. Geralmente a distribuição de Weibull é mais adequada para o estudo de vida de equipamentos e componentes não-reparáveis, por fornecer uma análise razoavelmente precisa a partir de uma amostra pequena. Aos equipamentos reparáveis, o método de Poisson é o utilizado (único adotado pelo programa para tais equipamentos).

Para ambos os casos será descrito a seguir as principais características de cada distribuição e o processo para estimativa dos parâmetros.

#### **4.2.2. Método de Weibull (Para Equipamentos Não-Reparáveis) [16]**

A curva de distribuição de Weibull possui três parâmetros básicos: parâmetro de forma ( $\beta$ ), parâmetro de escala ou vida característica ( $\eta$ ) e parâmetro de localização ( $\gamma$ ), descritos a seguir.

- O parâmetro de forma ( $\beta$ ) indica o formato da curva, permitindo o reconhecimento de qual momento da vida operacional se encontra o conjunto analisado, de forma que:

- Se  $\beta < 1$ , a taxa de falha diminui ao longo do tempo. O conjunto se encontra na fase denominada de “mortalidade infantil”;

- Se  $\beta = 1$ , a taxa de falha permanece constante, indicando falhas aleatórias. O conjunto se encontra na fase denominada de “vida útil”;

- Se  $\beta > 1$ , a taxa de falha é crescente, indicando falhas por desgaste. O conjunto se encontra na fase denominada como “aposentadoria”;

A Figura 4.1 apresenta a “curva da banheira”, contendo as três fases descritas.

---

<sup>16</sup> O registro na forma de intervalos limita a utilização das curvas citadas para apenas as distribuições de Weibull bi e tri-paramétrica.

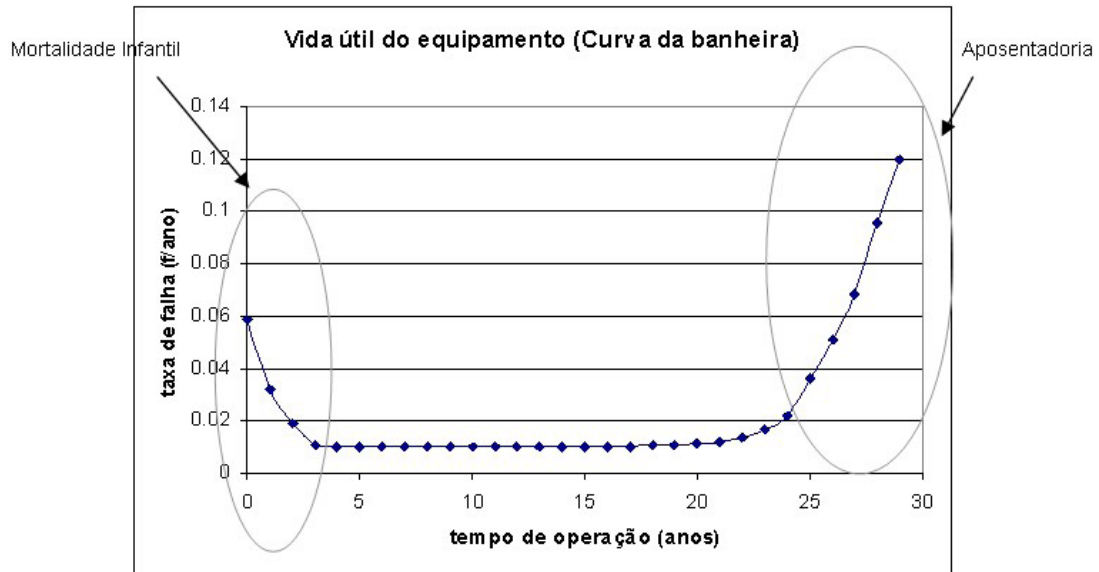


Figura 4.1. Curva usual de taxa de falha de um equipamento [15].

- O parâmetro de escala ou vida característica ( $\eta$ ) representa o fator de escala da curva e o valor em que 63,2% da amostra terão falhado.
- O parâmetro de localização ( $\gamma$ ) representa a origem, momento até o qual não há possibilidade de ocorrerem falhas.

A função que define matematicamente a distribuição de Weibull tri-paramétrica é a *função densidade de probabilidade* ( $f(t)$  ou PDF), representada por (4.1).

$$f(t) = \left(\frac{\beta}{\eta}\right) \left(\frac{t - \gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t - \gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (4.1)$$

A distribuição tri-paramétrica entretanto é comumente simplificada para um modelo de apenas dois parâmetros ( $\beta$  e  $\eta$ ), denominada distribuição de Weibull bi-paramétrica, a qual será adotado adiante neste Capítulo. Esta simplificação admite que o equipamento sob estudo possa vir a apresentar falha assim que entre em operação, assumindo portanto o parâmetro de localização  $\gamma$  igual a zero.

Neste caso, a *função densidade de probabilidade* fica na forma de (4.2).

$$f(t) = \left(\frac{\beta}{\eta}\right) \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-(t/\eta)^\beta} \quad (4.2)$$

Outras funções que descrevem a distribuição de Weibull bi-paramétrica estão relacionadas em (4.3) e (4.4). Representam respectivamente a *função cumulativa de distribuição de probabilidade* (F(t) ou CDF) e a confiabilidade (R).

$$F(t) = 1 - e^{-(t/\eta)^\beta} \quad (4.3)$$

$$R(t) = e^{-(t/\eta)^\beta} \quad (4.4)$$

As principais vantagens do método de Weibull é o fornecimento de bons resultados na previsão de falha mesmo através de amostras bem reduzidas. Essa característica possibilita a atuação do gestor dos ativos de forma mais antecipada, evitando a ocorrência de futuras falhas. Outra vantagem é a análise visual da vida do conjunto através do gráfico Weibull, representado na Figura 4.2, com a presença das falhas dos componentes.

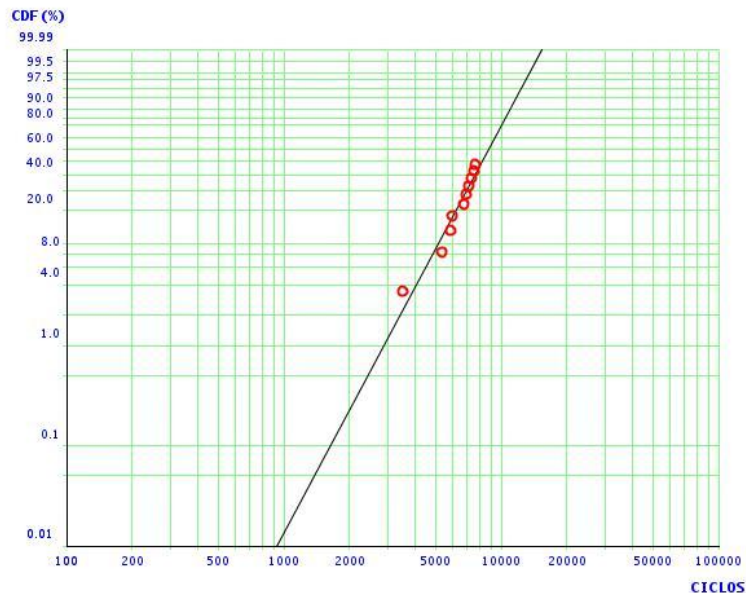


Figura 4.2. Gráfico Weibull [15].

O gráfico de Weibull utiliza escala logarítmica no eixo das abscissas (eixo do tempo) e dupla logarítmica no eixo das ordenadas (eixo da probabilidade). Desta forma a *função cumulativa de distribuição de probabilidade* (F(t) ou CDF) se apresenta sobre o gráfico como uma reta. Uma das formas de estimar os parâmetros da distribuição de Weibull consiste justamente no ajuste de uma reta sobre as falhas representadas sobre este gráfico, associando a equação matemática geral da reta e os valores da CDF calculada para cada falha.

Outro método utilizado consiste na maximização da função de Máxima Verossimilhança (MLE). Este, apesar de geralmente apresentar resultados mais precisos que o método gráfico, requer o uso de programas computacionais para a otimização da função numericamente. Ambos os métodos são adotados atualmente pelo programa.

Como o método gráfico (realizado pelo ajuste da reta sobre o gráfico de Weibull) atende bem em termos de precisão no cálculo dos parâmetros e não necessita de ferramentas computacionais complexas, este será descrito a seguir.

#### 4.2.2.1. Estimativa dos Parâmetros pelo Método Gráfico

Para a estimativa dos parâmetros pelo método gráfico, são calculados os valores da *função cumulativa de distribuição de probabilidade* (CDF) para cada uma das falhas e registrados no gráfico de Weibull. É feito então o ajuste de uma reta com menor distanciamento médio entre os pontos marcados através do método dos mínimos quadrados. Pela associação matemática da equação da reta com a função da CDF, são então estimados seus parâmetros ( $\beta$  e  $\eta$ ) e, por conseguinte, os da curva de distribuição de Weibull. Cada passo será detalhado a seguir.

##### I. Cálculo da Probabilidade Acumulada de Falhas (CDF)

O cálculo da CDF é precedido por um ajuste nos índices das falhas, que correspondem ao número ordenado das ocorrências. O ajuste é justificado pela presença de suspensões dentre o conjunto analisado.

Cada falha recebe um índice ajustado, calculado de acordo com (4.5), em função do número total de ocorrências e o índice de cada uma delas.

$$I_{ajust} = \frac{I_{rever} \times I_{ajust\ prev} + (N + 1)}{I_{rever} + 1} \quad (4.5)$$

Sendo:

$I_{ajust}$  corresponde ao novo índice ajustado;

$I_{rever}$  corresponde ao índice reverso (ordem inversa);

$I_{ajust\ prev}$  corresponde ao último índice ajustado (imediatamente anterior);

$N$  é o número de ocorrências total, incluindo as suspensões.

O índice passa então a ser um número real. A Tabela 4.5 representa um exemplo de ajuste dos índices da Tabela 4.4.

Tabela 4.4. Distribuição em forma de lista de ocorrências simples.

Índice	Ciclo (dias)	Tipo
1	10	Suspensão
2	30	Falha

3	45	Suspensão
4	49	Falha
5	82	Falha
6	90	Falha
7	96	Falha
8	100	Suspensão

Tabela 4.5. Ajuste prévio do índice das ocorrências.

Índice	Índice Reverso	Novo índice ajustado	Ciclo (dias)
1	8	Suspensão	10
2	7	1.125	30
3	6	Suspensão	45
4	5	2.4375	49
5	4	3.75	82
6	3	5.0625	90
7	2	6.375	96
8	1	Suspensão	100

Feito o ajuste, o cálculo da CDF de cada ocorrência com falha pode ser realizado utilizando diversos métodos, de acordo com o tipo de registro de ocorrência adotado (*lista de ocorrências simples e lista de intervalos*). Para cada um destes, os métodos disponibilizados pelo programa serão apresentados a seguir.

### i. Métodos para Lista de Ocorrências Simples

- Posto Mediano (Median Rank)

O Posto Mediano calcula as probabilidades com base na mediana da distribuição, ou seja, a partir da quantidade de ocorrências e não dos valores dos tempos. Esse valor pode ser aproximado através da equação de Bern, apresentado em (4.6).

$$F(t) = \frac{I_{ajust} - 0,3}{N + 0,4} \quad (4.6)$$

Sendo:

$I_{ajust}$  corresponde ao novo índice ajustado;

$N$  é o número de ocorrências total, incluindo as suspensões.

- Posto Médio:

O método do Posto Médio calcula a probabilidade com base na média da distribuição, de acordo com (4.7).

$$F(t) = \frac{I_{ajust}}{N + 1} \quad (4.7)$$

Sendo:

$I_{ajust}$  corresponde ao novo índice ajustado;

$N$  é o número de ocorrências total, incluindo as suspensões.

- Convenção de Hazen

A Convenção de Hazen calcula a probabilidade com base na média da distribuição, de acordo com (4.8).

$$F(t) = \frac{I_{ajust} - 0,5}{N} \quad (4.8)$$

Sendo:

$I_{ajust}$  corresponde ao novo índice ajustado;

$N$  é o número de ocorrências total, incluindo as suspensões.

## ii. Métodos para Lista de Intervalos

- Posto Mediano (Median Rank)

O Posto Mediano é calculado assim como para o registro de lista de ocorrências simples, através de (4.6), com os índices ajustados. Para tanto, a lista de intervalos deve ser adaptada a uma distribuição de ocorrências. Essa adaptação é feita listando cada falha ou suspensão com o tempo final do intervalo a qual pertence, relacionando as suspensões sempre depois das falhas. A Tabela 4.6 exemplifica a transformação de intervalos da Tabela 4.2 para a lista de ocorrências simples.

Tabela 4.6. Transformação de lista de intervalos para ocorrências simples (Posto Mediano).

Índice	Ciclo (h)	Tipo
1	250	Falha
2	250	Suspensão
3	250	Suspensão
4	550	Suspensão
5	550	Suspensão
6	650	Falha
7	650	Suspensão
8	650	Suspensão
...	...	...

- Inspection Option

O método de Inspection Option é realizado de forma semelhante ao Posto Mediano, realizando a transformação da lista de intervalos em ocorrências, ajuste dos índices através de (4.6), utilizando apenas os valores com maior probabilidade de cada intervalo. O método assume o valor como o mais preciso, já que as falhas correspondem a um tempo inferior ao tempo de inspeção.

- Probit

O método utiliza a frequência percentual acumulada como CDF, ou seja, encontra a probabilidade dividindo o número de falhas acumuladas pelo número de ocorrências total da amostra, como representado em (4.9). Este cálculo é feito para cada intervalo, utilizando um valor apenas por intervalo.

$$Fri = \frac{f_i}{N} \quad (4.9)$$

Sendo:

$f_i$  corresponde aos números de falhas acumuladas até o intervalo  $i$ ;

$N$  é o número de ocorrências total, incluindo as suspensões.

## II. Ajuste da Reta

Calculados os valores da CDF para os pontos das falhas e representados no gráfico de Weibull, é então ajustada uma reta sobre o gráfico com o distanciamento médio mínimo entre os pontos. Para tanto é feita a regressão linear.

O programa utiliza o método dos mínimos quadrados para a regressão linear, minimizando o desvio na direção Y (eixo das ordenadas - CDF) ou na direção X (eixo das abscissas - ciclos). Cada uma destes será descrito a seguir.

### i. Regressão com mínimos quadrados Y em X

O Método dos Mínimos Quadrados fornece o ajuste da reta em que a soma dos quadrados das distâncias entre os pontos plotados no gráfico seja mínima. No caso da regressão Y em X, o desvio é minimizado na direção de Y (eixo das ordenadas).

Pelo Método dos Mínimos Quadrados Y em X, escreve-se (4.10) e (4.11):

$$A = \bar{Y} - B\bar{X} = \left( \frac{\sum_{i=1}^N Y_i}{N} \right) - B \left( \frac{\sum_{i=1}^N X_i}{N} \right) \quad (4.10)$$



E

$$B = \frac{\sum_{i=1}^N Y_i X_i - \frac{\sum_{i=1}^N Y_i \times \sum_{i=1}^N X_i}{N}}{\sum_{i=1}^N X_i^2 - \frac{(\sum_{i=1}^N X_i)^2}{N}} \quad (4.11)$$

Sendo:

$\bar{Y}$  e  $\bar{X}$  representam a média amostral de Y e X, respectivamente;

N representa o número de observações.

Para a atual aplicação, os valores de  $X_i$  e  $Y_i$  representam respectivamente o valor do ciclo e a CDF para a  $i$ -ésima falha, dentre as N falhas registradas e plotadas no gráfico de Weibull.

Aplicando logaritmo duas vezes à equação da CDF da distribuição de Weibull-2p, representada em (4.12), chega-se à (4.13).

$$F(t) = 1 - e^{-(t/\eta)^\beta} \quad (4.12)$$

$$\ln[-\ln(1 - F(t))] = -\beta \ln(\eta) + \beta \ln(t) \quad (4.13)$$

Considerando a equação da reta:

$$Y = A + BX \quad (4.14)$$

Fazendo:

$$Y = \ln[-\ln(1 - F(t))] \quad (4.15)$$

$$A = -\beta \ln(\eta) \quad (4.16)$$

$$B = \beta \quad (4.17)$$

E

$$X = \ln(t) \quad (4.18)$$

Uma vez obtidos A e B através de (4.10) e (4.11), obtém-se então  $\beta$  e  $\eta$  por (4.17) e (4.16).

## ii. Regressão com mínimos quadrados X em Y:

Analogamente à regressão Y em X, este método minimiza o desvio na direção X (eixo das abscissas), calculando o mínimo quadrado da equação da reta na forma representada por (4.19). Este método é mais adequado para pequenas amostras.

$$X = A + BY \quad (4.19)$$

Pelo método dos mínimos quadrados X em Y tem-se (4.20) e (4.21):

$$A = \bar{X} - B\bar{Y} = \left( \frac{\sum_{i=1}^N X_i}{N} \right) - B \left( \frac{\sum_{i=1}^N Y_i}{N} \right) \quad (4.20)$$

E

$$B = \frac{\sum_{i=1}^N Y_i X_i - \frac{\sum_{i=1}^N Y_i \times \sum_{i=1}^N X_i}{N}}{\sum_{i=1}^N Y_i^2 - \frac{(\sum_{i=1}^N Y_i)^2}{N}} \quad (4.21)$$

Aplicando (4.15) e (4.18) em (4.19), tem-se:

$$\ln(t) = A + B \times \ln[-\ln(1 - F(t))] \quad (4.22)$$

E assim:

$$\ln[-\ln(1 - F(t))] = \frac{\ln(t)}{B} - \frac{A}{B} \quad (4.23)$$

Por (4.13) tem-se que:

$$\left( \frac{A}{B} \right) = \beta \ln(\eta) \quad (4.24)$$

E

$$\left( \frac{1}{B} \right) = \beta \quad (4.25)$$

Uma vez obtidos A e B através de (4.20) e (4.21), obtém-se então  $\beta$  e  $\eta$  por (4.24) e (4.25).

## iii. Qualidade do Ajuste (Coeficiente de Correlação)

A qualidade do ajuste realizado pode ser avaliada através da linearidade entre os pontos de falhas presentes no gráfico de Weibull. Caso as falhas não se encontrem alinhadas

no gráfico é possível que a modelagem pelo método de Weibull não seja a mais indicada ou mesmo que tenha ocorrido erros e distorções no levantamento de dados, como por exemplo alguma das falhas ter sido erroneamente classificada como o modo de falha analisado, gerando um ponto afastado da reta formado pelos demais pontos.

O *Coefficiente de Correlação* ( $r$ ), calculado de acordo com (4.26), é uma medida de linearidade entre tais pontos e pode ser portanto utilizado para a avaliação do ajuste. Um ajuste considerado bom deve ter o valor do quadrado do coeficiente de correlação igual ou superior a 0,90.

$$r = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2 \times \sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{Y})^2}} \quad (4.26)$$

#### 4.2.2.2. Propriedades Estatísticas de Weibull

Em posse dos parâmetros da distribuição ( $\beta$  e  $\eta$ ), outros valores estatísticos referentes à confiabilidade do conjunto podem ser estimados, como vida média, taxa de falha e confiabilidade. Algumas das fórmulas estão descritas a seguir.

- Média ou MTTF (Mean Time To Failure – Tempo Médio Até a Falha)

$$MTTF = \eta \Gamma(1 + 1/\beta) \quad (4.27)$$

Sendo  $\Gamma(1 + 1/\beta)$  é o valor da função gama em  $(1 + 1/\beta)$ . A função gama é definida por:

$$\Gamma(n) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{n-1} dx \quad (4.28)$$

- Mediana

$$\tilde{T} = \eta (\ln 2)^{1/\beta} \quad (4.29)$$

- Moda

$$\tilde{T} = \eta \left(1 - \frac{1}{\beta}\right)^{1/\beta} \quad (4.30)$$

- Desvio Padrão

$$\sigma T = \eta \sqrt{\Gamma\left(\frac{2}{\beta} + 1\right) - \Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right)^2} \quad (4.31)$$

Sendo  $\Gamma(\dots)$  é o valor da função gama em  $(\dots)$ . A função gama é definida por (4.28).

- Função Confiabilidade

$$R(t) = 1 - F(t) = e^{-(t/\eta)^\beta} \quad (4.32)$$

- Taxa de Falha

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = (\beta/\eta)(t/\eta)^{\beta-1} \quad (4.33)$$

- *BLife (percentil)*

*BLife*, ou *percentil*, representa o tempo estimado em que uma parcela do conjunto irá apresentar falha. Estima-se assim por exemplo, o tempo correspondente para o percentil de 10% (B10), ou seja, o tempo em que 10% dos equipamentos apresentem falha. O valor do tempo é calculado de acordo com (4.34), em função dos parâmetros e da parcela desejada  $F(t)$ .

$$t = \eta[-\ln(1 - F(t))]^{1/\beta} \quad (4.34)$$

Sendo  $F(t)$  é a parcela do conjunto entre 0 e 1.

O programa ConWeib atualmente calcula o Tempo Médio Até a Falha (MTTF), a taxa de falha  $\lambda$  e o *BLife*.

### 4.2.3. Processo de Poisson (Para Equipamentos Reparáveis) [17]

No modelo utilizado para equipamentos reparáveis, denominado Processo de Poisson, o número de falhas acumuladas ao longo do tempo é representada por uma função discreta  $N(t)$ , a qual é somada de uma unidade a cada ocorrência de falha, permanecendo neste valor até a próxima ocorrência. Esta função é variável aleatória e possui uma distribuição de Poisson, cuja média é descrita por:

$$M(t) = \int_{t_1}^{t_2} \lambda(t) dt \quad (4.35)$$

Sendo:

$\lambda(x)$  representa a função intensidade, taxa de reparo ou ROCOF (Rate of Occurrence of Failures).

O processo de Poisson possui dois modelos distintos, denominados processo de Poisson Homogêneo (PPH) e o processo de Poisson Não-Homogêneo (PPNH). O primeiro modelo consiste em um caso particular do segundo, para a função intensidade  $\lambda(t)$  constante. Este modelo é mais simples e apresenta limitações para sua utilização, não sendo utilizado pelo programa.

No processo de Poisson Não-Homogêneo, também conhecido como Processo da Lei da Potência,  $\lambda(x)$  é uma função arbitrária do tempo. A média esperada das falhas acumuladas para um grupo de sistemas  $M(t)$  segue a chamada Lei da Potência e é escrita na forma:

$$M(t) = \alpha t^\beta \quad (4.36)$$

Sendo  $\alpha$  e  $\beta > 0$ .

A função intensidade  $\lambda(x)$  (taxa de reparo ou ROCOF) pode ser obtida pela derivada da média esperada das falhas em função do tempo. Tem-se assim:

$$\lambda(t) = \frac{dM(t)}{dt} = \alpha \beta t^{\beta-1} \quad (4.37)$$

Usualmente substitui-se  $\alpha$  por  $1/\theta^\beta$ , obtém-se:

$$\lambda(t) = \left(\frac{\beta}{\theta}\right) \left(\frac{t}{\theta}\right)^{\beta-1} \quad (4.38)$$

Observa-se que a modelagem pode ser realizada para taxas de reparos crescentes, onde o valor de  $\beta$  é maior que 1; taxa de reparos decrescentes, onde  $\beta$  com valor entre 0 e 1; e taxa de reparo constante, onde  $\beta$  é nulo. Neste último caso, o modelo é reduzido ao Processo de Poisson Homogêneo.

#### 4.2.3.1. Lei da Potência para Sistemas Idênticos

Considerando que um conjunto de sistemas siga o mesmo padrão de sequência de falhas, estes podem ser modelados pelo mesmo processo de lei da potência, pelos parâmetros  $\theta$  e  $\beta$ . Tais parâmetros podem ser estimados através da função de máxima verossimilhança. Para um conjunto de  $k$  sistemas tem-se:

$$L(\theta, \beta) = \prod_{i=1}^k \left\{ \left[ \prod_{j=1}^{n_i} \lambda(t_{ij}) \right] \exp[-M(T_i)] \right\} \quad (4.39)$$

Sendo:

$n_i$  representa o número total de falhas observadas para o sistema  $i$ ;

$t_{ij}$  representa a idade do sistema  $i$  na ocorrência de sua  $j$ -ésima falha; e

$T_i$  representa o tempo do fim das observações.

Aplicando (4.38) e (4.36), a qual se substitui  $\alpha$  por  $1/\theta^\beta$ , tem-se:

$$L(\theta, \beta) = \prod_{i=1}^k \left\{ \left[ \prod_{j=1}^{n_i} \frac{\beta}{\theta} \left( \frac{t_{ij}}{\theta} \right)^{\beta-1} \right] \exp[-(T_i/\theta)^\beta] \right\} \quad (4.40)$$

$$L(\theta, \beta) = \beta \sum_{i=1}^k n_i \theta^{-\beta} \sum_{i=1}^k n_i \left( \prod_{i=1}^k \prod_{j=1}^{n_i} \right)^{\beta-1} \exp \left[ - \sum_{i=1}^k (T_i/\theta)^\beta \right] \quad (4.41)$$

Operando com logaritmo temos  $l(\theta, \beta) = \log L(\theta, \beta)$ , e derivando com relação a  $\theta$  e a  $\beta$  tem-se os parâmetros estimados:

$$\hat{\theta} = \left( \frac{\sum_{i=1}^k (T_i^{\hat{\beta}} - S_i^{\hat{\beta}})}{\sum_{i=1}^k n_i} \right)^{1/\hat{\beta}} \quad (4.42)$$

$$\hat{\beta} = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{\hat{\theta}^{-\beta} \sum_{i=1}^k (T_i^{\hat{\beta}} \log T_i - S_i^{\hat{\beta}} \log S_i) \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} \log t_{ij}} \quad (4.43)$$

Sendo:

$S_i$  representa o tempo inicial de operação do sistema  $i$ ;

Aplicando (4.42) em (4.43), tem-se:

$$\hat{\beta} = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{\left( \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{\sum_{i=1}^k T_i^{\hat{\beta}}} \right) \sum_{i=1}^k T_i^{\hat{\beta}} \log T_i - \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} \log t_{ij}} \quad (4.44)$$

Essas equações não podem ser resolvidas analiticamente, requerendo um processo iterativo para a sua resolução. O programa ConWeib utiliza o método de otimização Quasi-Newton para minimizar (4.45) iterativamente, aproximando o valor do zero.

$$\hat{\beta} - \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{\left( \frac{N}{\sum_{i=1}^k T_i^{\hat{\beta}}} \right) \sum_{i=1}^k T_i^{\hat{\beta}} \log T_i - \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} \log t_{ij}} \equiv 0 \quad (4.45)$$

Além de estimar os parâmetros, o programa fornece o gráfico chamado *Time Dot Plot*, o qual representa visualmente o histórico de falhas dos equipamentos. Neste tipo de gráfico os sistemas são representados por linhas limitadas pelo início e fim de operação e as falhas são representada por pontos. Um exemplo para 44 sistemas e 22 falhas é representado na Figura 4.3.

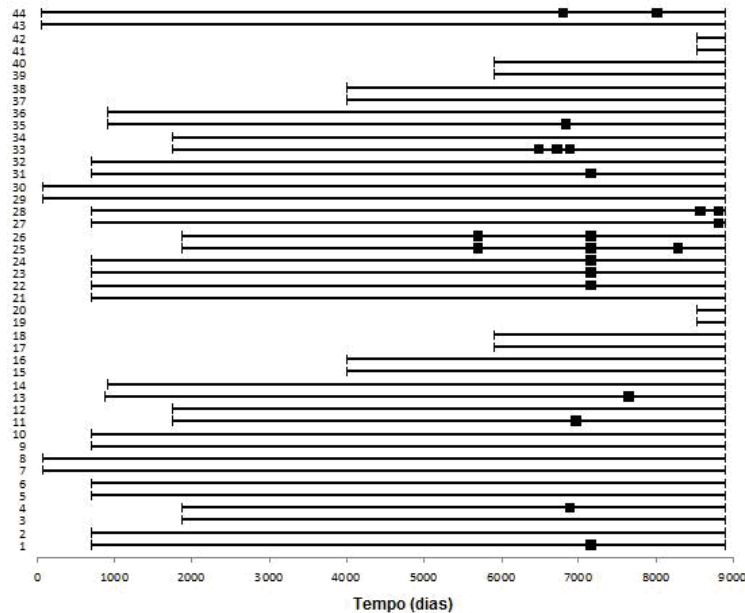


Figura 4.3 *Time dot Plot* –Visualização gráfica das falhas de um conjunto com 44 sistemas. [13]

### 4.3. Programa Computacional Hydra

O programa computacional Hydra, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), é uma ferramenta de análise de confiabilidade de subestações com base na topologia da instalação e na taxa de falha dos componentes integrantes.

A avaliação consiste na obtenção dos índices de confiabilidade, que correspondem em estimativas de descontinuidade entre a(s) entrada(s) e saída(s) da subestação, devido à falha de seus equipamentos. Estes índices podem ser comparados com desempenhos esperados ou mesmo usados para mensurar o custo que o cenário venha a representar à empresa responsável.

As estimativas são obtidas através do cálculo da confiabilidade estrutural da instalação, utilizando a continuidade funcional entre a entrada (representada como “fonte”) e saída (carga) como o critério de sucesso. Para tanto é utilizado o *método de rede* baseado na teoria dos *cortes mínimos*, descrito em [15]. A metodologia adotada bem como os conceitos necessários para a sua compreensão serão apresentados a seguir.

#### 4.3.1. Modelagem dos Componentes

O *método de rede* baseia-se na solução de diagramas de blocos onde estes indicam os eventos de falhas de componentes e uma interrupção no diagrama indica falha no sistema [13]. Em sistemas de potência, como é o caso das subestações, a falha dos componentes pode surtir diferentes efeitos sobre os demais, por ação do sistema de proteção ou simplesmente a manobra de outro componente, alterando a topologia do sistema de forma a isolar o componente falhado ou determinar um novo caminho para o fluxo de energia elétrica. Este fato induz a necessidade de uma modelagem apropriada dos componentes e falhas para a análise proposta.

Para tanto, os componentes são classificados em Estáticos e Dinâmicos. São ditos estáticos aqueles incapazes de realizar manobras de chaveamento, como linhas de transmissão, barras etc. Os componentes dinâmicos, por sua vez, são capazes de alterar a topologia da rede, mediante manobras de chaveamento, tais como os disjuntores, chaves seccionadoras etc.

Diferentemente dos equipamentos estáticos, os denominados dinâmicos podem operar em dois estados: Normalmente Aberto (NA) e Normalmente Fechado (NF), além da possibilidade de estarem emperrados (presos) e não operar quando requisitados, no último caso, caso sua manobra tenha sido requisitada para o isolamento de um componente falhado, o cenário de falha pode vir a ser prolongado.



As falhas dos componentes, por conduzir a diferentes modos de falha do sistema (ação ou não da proteção, podendo vir a isolar outros equipamentos que não apresentam falha), são divididas em *ativas* e *passivas*. A diferença fundamental entre ambas reside sobre o restabelecimento do fornecimento de energia, ou seja, retomada da continuidade do circuito. Para as falhas denominadas *passivas* o restabelecimento só pode ser feito através do reparo de pelo menos um dos componentes falhados. Para as ditas falhas *ativas*, o chaveamento ou manobra de algum dos componentes é suficiente para o retomada da continuidade do circuito. Frente a isto, o tempo de restabelecimento para cada tipo de falha pode assumir diferentes proporções.

### 4.3.2. Metodologia Utilizada

Pela metodologia dos cortes mínimos, a subestação pode ser tratada como um grafo, ou seja, um conjunto de nós e ramos que representam, respectivamente, os objetos e elementos desta subestação, geralmente representados por diagramas. Na Figura 4.4 está representado um grafo de 5 nós e 6 ramos.

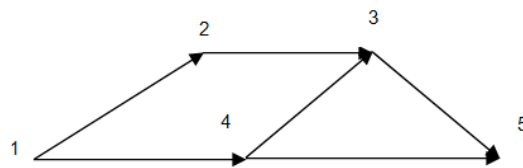
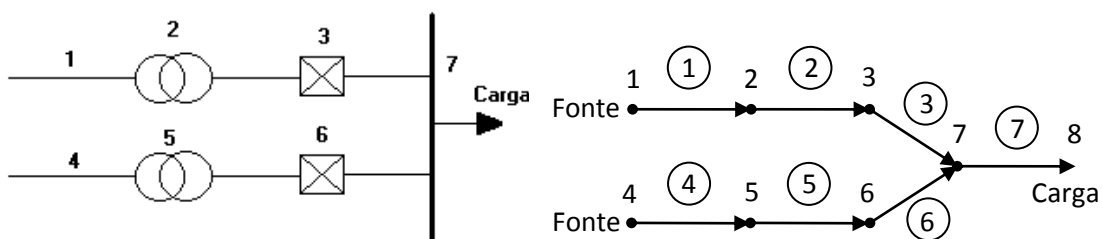


Figura 4.4. Grafo Orientado.

Os grafos são enumerados identificando cada elemento que compõe o sistema que, no caso das subestações, consiste nos equipamento elétrico. Os pontos de carga e fonte são representados no gráfico como os pontos finais e iniciais do grafo, respectivamente. O sentido do fluxo de energia em cada ramo são representados no diagrama na forma de setas. Quando este assumir ambas as direções, o ramo é denominado bidirecional. Um exemplo da representação descrita de uma instalação elétrica é apresentado pela Figura 4.5.



(a). Representação dos equipamentos de uma instalação elétrica.

(b). Representação em forma de grafos.

Figura 4.5 Representação de uma instalação elétrica em um grafo.

Vale ressaltar que a forma de associação (série ou paralelo) dos equipamentos no diagrama não necessariamente será a mesma que a associação real. Um transformador de potencial utilizado para proteção, por exemplo, em derivação em relação ao circuito será representado no diagrama em série, por considerarmos que sua falha comprometerá a operação do sistema. A associação dos componentes, para fins de confiabilidade, leva-se em conta a condição de operação do sistema. No caso do transformador de potencial, a operação do circuito depende da operação do equipamento em questão.

A análise baseada na teoria dos cortes mínimos identifica, a partir de cada ponto de carga, todas as combinações de elementos, até uma dada ordem, cuja falha leve à interrupção de fornecimento de energia à carga, ou seja, a descontinuidade entre carga e fonte. Devido à natureza do sistema de potência, são consideradas nesta análise os diferentes modos de falhas (passiva, ativa e “disjuntor preso”) e, conseqüentemente, o comportamento dos equipamentos dinâmicos.

Para esta análise são estabelecidos primeiramente todos os caminhos possíveis partindo da carga às fontes, ou seja, um meio pelo qual exista conexão elétrica entre nós “fonte” e o nó “carga” sob estudo. Para o sistema representado na Figura 4.5, por exemplo, os caminhos desejados conectam os nós 1 e 4 (nós fonte) ao nó carga (8). Deste exemplo, pode-se definir o caminho 1 o qual percorre os elementos (ramos) 7, 3, 2 e 1 e o caminho 2 o qual percorre os elementos 7, 6, 5, 4. A Tabela 4.7 apresenta os dois caminhos estabelecidos:

Tabela 4.7 Relação do caminho e elementos entre fonte e carga.

Caminhos	Elementos			
1	7	3	2	1
2	7	6	5	4

Destes caminhos, são determinados os cortes mínimos para falhas *passivas* de até dois componentes. O procedimento consiste em retirar da matriz de caminhos possíveis (Tabela 4.7), um por um, cada componente ou combinação de pares de componentes verificando a continuidade entre as fontes e a carga sob estudo [13].

O procedimento pode ser significativamente facilitado com a utilização da Álgebra de Boole. Para tanto, é construída uma matriz relacionando os caminhos possíveis e os componentes. A matriz é preenchida da seguinte forma: considerando as linhas da matriz cada caminho e cada coluna representando os componentes integrantes à instalação, percorrendo cada linha (caminho possível), caso o componente faça parte do caminho, este recebe o valor igual a 1 na respectiva coluna, caso contrário, o valor assumido é igual a 0. Como exemplo, a matriz referente à instalação representada pela Figura 4.5 está representada na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 Matriz para obtenção dos cortes mínimos devido a falha passiva.

Caminho	Componentes						
	1	2	3	4	5	6	7
1	1	1	1	0	0	0	1
2	0	0	0	1	1	1	1

Caso alguma coluna tenha todas as linhas preenchidas de 1, a falha do componente correspondente desta coluna representa a descontinuidade de todos os caminhos até a carga analisada, representando a falha passiva de 1 componente.

Para o caso da Tabela 4.8, a coluna com todas as linhas preenchidas de 1 é a que corresponde ao componente 7, este portanto representa um corte, ou seja, descontinuidade devido a falha passiva de um único componente.

Caso o resultado da soma de duas colunas seja igual a 1 em todas as linhas, a falha dos elementos correspondentes destas colunas representam a descontinuidade até a carga. Temos assim a falha passiva de 2 elementos.

Para a matriz representada pela Figura 4.5, tem-se, por exemplo:

Colunas: 1 e 2	Colunas: 1 e 4
$1 + 1 = 0$	$1 + 0 = 1$
$0 + 0 = 0$	$0 + 1 = 1$
{1,2} não é corte!	{1,4} é corte.

Para este exemplo, os cortes devido à falha passiva da combinação dos seguintes componentes são: {1,4}, {1,5}, {1,6}, {2,4}, {2,5}, {2,6}, {3,4}, {3,5}, {3,6}.

Das interrupções obtidas, são denominadas como contingências simples as ocasionadas devido à falha de apenas um elemento e contingências duplas à combinação de dois elementos. As contingências de ordem superiores, embora possam ser analisadas, não vêm a exercer uma influência significativa nos índices globais e são, portanto, desconsideradas.

Em seguida são relacionados todos os cortes devido à falha passiva de um componente enquanto outro se encontra fora de serviço para a sua manutenção. Esta relação coincide com o resultado dos cortes mínimos para falha passiva de dois componentes.

O passo seguinte consiste na determinação dos cortes mínimos para falhas ativas. Para tanto, deve-se avaliar os disjuntores que devem ser abertos para isolar cada componente e testar a continuidade entre a carga sob estudo e as diferentes fontes, da seguinte forma [13]:

i. Caso o elemento já tenha sido determinado como corte permanente (falha passiva de um componente), o processo é abandonado, pois o elemento já foi considerado na análise de cortes;<sup>17</sup>

ii. Caso o elemento não seja corte permanente (falha passiva de um componente), verifica-se se os disjuntores que isolam o componente em questão interrompem todos os caminhos possíveis entre as fontes e a carga sob estudo;

iii. Se não há continuidade, é estabelecido o corte por falha ativa do componente;

iv. O processo (i a iii) é repetido considerando cada outro componente do sistema fora de serviço, para reparo ou manutenção.

Como exemplo, foi construída a Tabela 4.9, a qual apresenta o resultado da análise dos disjuntores que abrem para a falha de cada componente do sistema representado na Figura 4.5 e o efeito sobre a carga.

Tabela 4.9 Análise do efeito da falha ativa dos componentes.

Componente	Disjuntores que abrem	Efeito sobre a carga
1	(fonte) e disjuntor 3	Nenhum
2	(fonte) e disjuntor 3	Nenhum
3	(fonte) e disjuntor 6	Corte
4	(fonte) e disjuntor 6	Nenhum
5	(fonte) e disjuntor 6	Nenhum
6	(fonte) e disjuntor 3	Corte
7	Corte por falha passiva	Já considerado

A partir do resultado apresentado pela Tabela 4.9, tem-se as falhas *ativas* dos componentes 3 e 6 representando a descontinuidade do sistema à carga.

Seguindo o passo *iv*, não foram obtidos corte para o caso de falhas ativas enquanto outro equipamento está em reparo ou manutenção.

Outra análise pertinente é o caso dos cortes os quais o serviço possa ser restabelecido pelo fechamento de um ou mais componentes dinâmicos funcionando Normalmente Aberto, tanto para falhas ativas dos componentes quanto para passivas. No caso do sistema sob

<sup>17</sup> Esta consideração se baseia que, na análise das falhas ativas, seja verificado se o efeito de proteção causa o corte, mas, tendo isolado o equipamento e fechado os disjuntores manobrados anteriormente, a continuidade do sistema seja restabelecida. Quando o componente analisado já representa uma falha passiva, o restabelecimento da continuidade só pode ser feito reparando o mesmo.

análise, não há componentes Normalmente Aberto, a análise descrita portanto não é necessária.

Por fim são analisadas as falhas ativas em que um dos disjuntores responsáveis pelo isolamento do componente não atue por algum motivo, permanecendo fechado, e o efeito sobre a carga, levando-se em consideração a manobra de outros disjuntores que venham a atuar nestas circunstâncias. Caso esse evento cause a descontinuidade entre as fontes e a carga sob estudo, a ocorrência é denominada como falha ativa associada a um disjuntor preso ou emperrado.

Para o sistema da Figura 4.5, tem-se o seguinte resultado para a análise da falha ativa dos componentes e a condição de disjuntor preso dos mesmos encarregados do isolamento do componente e o efeito desse modo de falha sobre a carga:

Tabela 4.10 Análise do efeito da falha ativa dos componentes e disjuntor preso.

Componente	Disjuntores que abrem	Disjuntor preso	Efeito sobre a carga
1	(fonte) e disjuntor 3	Disjuntor 3	Corte (abre disjuntor 6)
2	(fonte) e disjuntor 3	Disjuntor 3	Corte (abre disjuntor 6)
3	Já considerado	-	-
4	(fonte) e disjuntor 6	Disjuntor 6	Corte (abre disjuntor 3)
5	(fonte) e disjuntor 6	Disjuntor 6	Corte (abre disjuntor 3)
6	Já considerado	-	-
7	Já considerado	-	-

Ou seja, a combinação falha ativa mais disjuntor preso para as seguintes combinações são obtidas: {1,3}, {2,3}, {4,6}, {5,6}.

Com os cortes obtidos pelas análises descritas, são calculados os índices de confiabilidade da subestação. As equações utilizadas para a obtenção dos índices de cada tipo de contingência abrangida pela metodologia utilizada e os índices de confiabilidade global da subestação serão apresentadas a seguir.

### 4.3.3. Equações que Determinam os Índices de Confiabilidade

Os índices de confiabilidade da subestação são obtidos através das contribuições de cada modo de falha obtido. Tais contribuições correspondem aos índices de confiabilidade, ou seja, taxa de ocorrência, duração média da interrupção e horas anuais de interrupção de carga, correspondente ao modo de falha analisado, obtidos através das taxas individuais de cada componente. As taxas individuais de cada componente são as seguintes:

$\lambda_p$  taxa de falhas passivas [falhas/ano]

Representa o número total de ocorrências de falhas ao ano do componente nas quais a sua remoção de serviço foi necessária para o reparo por quaisquer dos modos de falha possíveis. Esta taxa inclui as falhas ativas, uma vez que o equipamento, depois de isolado, teve que ser devidamente reparado.

$r_p$  tempo de reparo [horas/falha]

Representa o tempo médio de reparo do componente para quaisquer modos de falhas.

$\lambda_a$  taxa de falhas ativas [falhas/ano]

Corresponde a uma fração das falhas passivas do componente. Representa o número de ocorrências de falhas ativas do componente ao ano.

$S_c$  tempo de chaveamento [horas/falhas]

O tempo de chaveamento corresponde ao tempo desde a ocorrência da falha ativa do componente até o tempo em que o mesmo é isolado e os demais componentes afetados pela ação da proteção (manobra dos disjuntores) são devolvidos para o serviço. Caso o componente não possa ser isolado, o tempo de chaveamento se torna o tempo necessário para o reparo do mesmo.

$\lambda_m$  : taxa de manutenção [ocorrências/ano]

Representa a média de vezes que o componente foi removido de serviço para manutenção preventiva.

$r_m$  : tempo médio de manutenção do componente [horas/ocorrências]

Corresponde ao tempo médio gasto para a manutenção preventiva do componente.

Aos disjuntores ainda são utilizadas as seguintes informações:

$d_p$  probabilidade do disjuntor preso [adimensional]

Representa a probabilidade do disjuntor não operar quando solicitado. O valor é obtido pela média das vezes que o disjuntor falhou em operar quando solicitado pelo número de vezes que ele é solicitado a operar.

As contribuições de cada modo de falha são calculadas de acordo com as equações a seguir.

## I. Contribuições devido às falhas passivas:

Falha passiva de um componente  $i$ :

$$\lambda_{pk} = \lambda_{pi} \quad (4.46)$$

$$r_{pk} = r_{pi} \quad (4.47)$$

$$U_{pk} = \lambda_{pi} \cdot r_{pi} \quad (4.48)$$

Sendo:

$\lambda_{pk}$  : contribuição à taxa de interrupção do ponto de carga pelo corte  $k$  [falhas/ano];

$r_{pk}$  : duração esperada da interrupção pelo corte  $k$  [horas/falhas];

$U_{pk}$  : tempo de interrupção anual do ponto de carga pelo corte  $k$  [horas/ano].

Falha passiva de dois componentes  $(i,j)$ :

$$\lambda_{pk} = \lambda_{pi} \cdot \lambda_{pj} \cdot (r_{pi} + r_{pj}) \quad (4.49)$$

$$r_{pk} = \frac{r_{pi} \cdot r_{pj}}{r_{pi} + r_{pj}} \quad (4.50)$$

$$U_{pk} = \lambda_{pk} \cdot r_{pk} \quad (4.51)$$

Falha passiva de um componente  $(i)$  quando existe outro componente em manutenção  $(j)$ :

$$\lambda_{pmk} = \lambda_{pi} \cdot \lambda_{mj} \cdot r_{mj} + \lambda_{pj} \cdot \lambda_{mi} \cdot r_{mi} \quad (4.52)$$

$$r_{pmk} = \frac{\lambda_{pi} \cdot \lambda_{mj} \cdot r_{mj}}{\lambda_{pk}} \cdot \frac{r_{pi} \cdot r_{mj}}{r_{pi} + r_{mj}} + \frac{\lambda_{pj} \cdot \lambda_{mi} \cdot r_{mi}}{\lambda_{pmk}} \cdot \frac{r_{pj} \cdot r_{mi}}{r_{pj} + r_{mi}} \quad (4.53)$$

$$U_{pmk} = \lambda_{pmk} \cdot r_{pmk} \quad (4.54)$$

## II. Contribuições devido às falhas ativas:

Falha Ativa de um componente  $(i)$ :

$$\lambda_{ak} = \lambda_{ai} \quad (4.55)$$

$$r_{ak} = S_{ci} \quad (4.56)$$

$$U_{ak} = \lambda_{ai} \cdot S_{ci} \quad (4.57)$$

Falha Ativa de um componente (i) quando um outro (j) está isolado para reparo:

$$\lambda_{apk} = \lambda_{pj} \cdot \lambda_{ai} \cdot (S_{cj} + r_{ai}) \quad (4.58)$$

$$r_{apk} = S_{ci} \quad (4.59)$$

$$U_{apk} = \lambda_{apk} \cdot r_{apk} \quad (4.60)$$

Falha Ativa de um componente (i) quando um outro (j) está fora de serviço para manutenção:

$$\lambda_{amk} = \lambda_{ai} \cdot \lambda_{mj} \cdot r_{mj} \quad (4.61)$$

$$r_{amk} = S_{ci} \quad (4.62)$$

$$U_{amk} = \lambda_{amk} \cdot r_{amk} \quad (4.63)$$

Falha Ativa de um componente (i) e um disjuntor (j) preso:

$$\lambda_{adpk} = \lambda_{ai} \cdot d_{pj} \quad (4.64)$$

$$r_{adpk} = S_{ci} \quad (4.65)$$

$$U_{adpk} = \lambda_{adpk} \cdot r_{adpk} \quad (4.66)$$

### III. Índices totais de confiabilidade

A taxa de falha total de interrupções do ponto de carga é obtida de acordo com (4.67), ou seja, a soma de todas as contribuições de todos os modos de falhas analisados, em função dos cortes mínimos (n) que interrompem de alguma forma a continuidade do percurso nós fonte e nó carga.

$$\lambda_T = \sum_{k=1}^n \lambda_{pk} + \sum_{k=1}^n \lambda_{pmk} + \sum_{k=1}^n \lambda_{ak} + \sum_{k=1}^n \lambda_{apk} + \sum_{k=1}^n \lambda_{amk} + \sum_{k=1}^n \lambda_{adpk} \quad (4.67)$$



As horas totais de interrupção durante um ano e duração média de interrupção são descritas em (4.68) e (4.69), respectivamente.

$$U_T = \sum_{k=1}^n U_{pk} + \sum_{k=1}^n U_{pmk} + \sum_{k=1}^n U_{ak} + \sum_{k=1}^n U_{apk} + \sum_{k=1}^n U_{amk} + \sum_{k=1}^n U_{adpk} \quad (4.68)$$

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T} \quad (4.69)$$

#### 4.3.4. Algoritmo do Programa

O programa assume algumas simplificações a fim de facilitar a implementação e cálculos correspondentes, de forma a manter a generalidade do sistema e a fidelidade dos resultados. São estas [15]:

- i. Devido à reduzida probabilidade, são desprezadas as seguintes ocorrências:
  - Contingências acima da 2ª ordem;
  - Duas falhas ativas simultâneas (devido ao reduzido tempo de chaveamento);
  - Condição de dois elementos dinâmicos presos;
- ii. Assume-se que nenhum elemento da rede será retirado de serviço para manutenção se houver um ou mais componentes falhados.

Admitindo as simplificações acima, são estabelecidos pelos desenvolvedores do programa os seguintes passos para a obtenção dos modos de falhas e índices de confiabilidade da subestação [15]:

- i. Leitura dos dados necessários à montagem das tabelas que contêm os índices individuais dos componentes, referente à frequência e duração média das falhas e manutenção de cada componente;
- ii. Definição da configuração do sistema, o que possibilita estabelecer todos os caminhos entre o(s) nó(s)-fonte e o(s) nó(s)-carga;
- iii. Na etapa anterior todos os componentes que operam no estado Normalmente Aberto (NA) devem ser indicados de forma a viabilizar a montagem dos caminhos que contenham estes componentes;

iv. Os cortes mínimos podem ser estabelecidos a partir da montagem dos caminhos que vão dos nós de entrada até o nó de saída considerado. Nesta metodologia utiliza-se no máximo a contingência dupla;

v. Cálculo dos índices de confiabilidade a partir das taxas individuais de cada equipamento. Entre elas estão: taxa de ocorrência, duração média da interrupção e as horas anuais de interrupção de carga. Esses índices são armazenados de forma a gerar, ao final do processo, os índices globais de confiabilidade da subestação;

vi. A etapa anterior é realizada considerando os seguintes tipos de falha: passiva e passiva + manutenção;

vii. Para a falha ativa é necessário verificar quais são os disjuntores que isolam o componente em questão e se este procedimento interrompe todos os outros caminhos possíveis entre as fontes e a carga em análise;

viii. Se há algum disjuntor que isole a falha ativa, é, portanto, necessário que este disjuntor não falhe ao ser requisitado, denominado disjuntor preso ou emperrado. Este fato implica em falha;

ix. A combinação falha ativa com falha passiva, bem como falha ativa com a manutenção deve ser investigada;

x. Se existirem disjuntores ou chaves seccionadoras em estado Normalmente Aberto (NA), a atuação destes deve ser verificada a cada etapa do algoritmo, pois essa ação pode fazer com que o sistema volte a operar em estado normal devido a criação de um caminho não analisado anteriormente, diminuindo o tempo de corte de carga.

Em forma de fluxograma o algoritmo descrito acima pode ser assim ser apresentado:

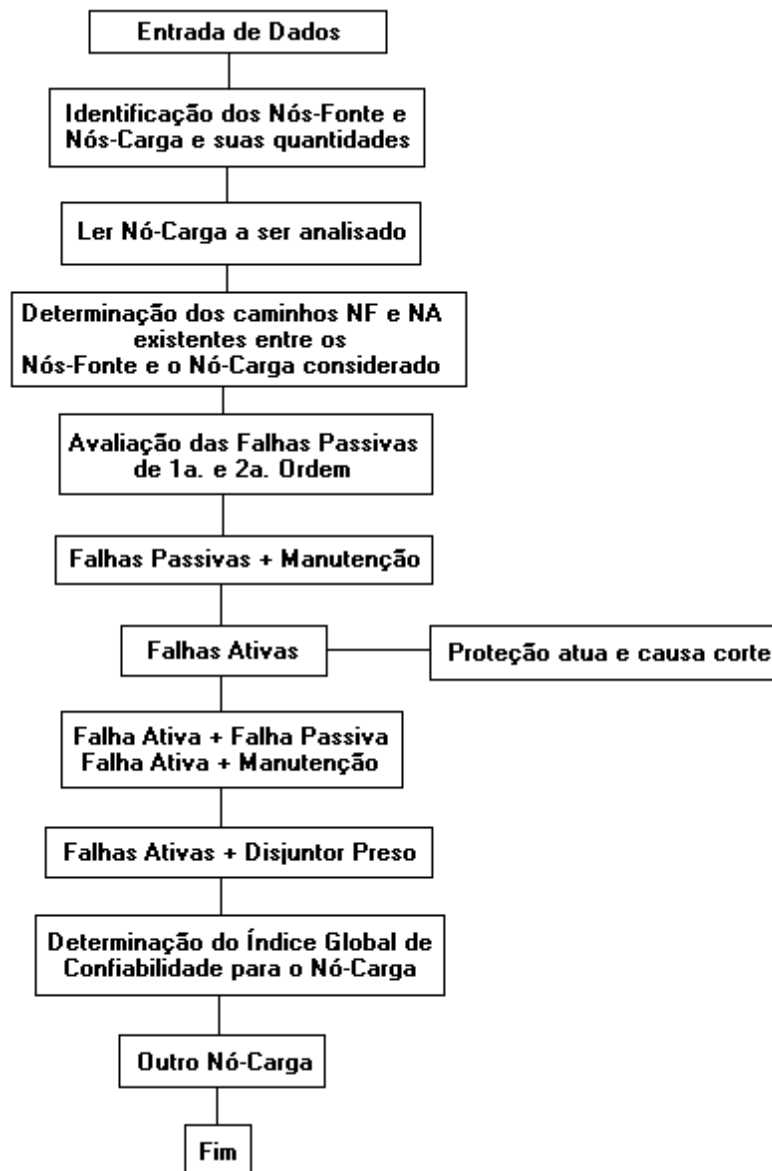


Figura 4.6 Fluxograma representativo do algoritmo do programa [15].

#### 4.3.5. Exemplo de Aplicação

Como exemplo de aplicação foi montado o circuito representado pela Figura 4.5 no programa. As taxas individuais dos equipamentos envolvidos utilizadas estão representadas na Tabela 4.11, bem como o diagrama montado no programa pela Figura 4.7.

Tabela 4.11 Taxas Individuais dos Equipamentos Elétricos [18].

Equipamento	$\lambda_p$	$r_p$	$\lambda_m$	$r_m$	$\lambda_a$	$S_c$	$d_p$
Linha de Transmissão	0,09	7,33	1,0	8,0	0,09	1,0	-
Transformador	0,10	50,0	1,0	8,0	0,10	1,0	-
Disjuntor de Alta	0,23	11,13	1,0	8,0	0,03	2,0	0,005
Disjuntor de Baixa	0,02	3,0	1,0	8,0	0,01	1,0	0,06

Chave Seccionadora	0,003	4,0	1,0	8,0	0,003	2,0	0,5
Barramento	0,024	2,0	1,0	8,0	0,024	0,0	-

Sendo:

$\lambda_p$  : taxa de falhas passivas [falhas/ano]

$r_p$  : tempo de reparo [horas/falha]

$\lambda_a$  : taxa de falhas ativas [falhas/ano]

$S_c$  : tempo de chaveamento [horas/falhas]

$\lambda_m$  : taxa de manutenção [ocorrências/ano]

$r_m$  : tempo médio de manutenção do componente [horas/ocorrências]

$d_p$  : probabilidade do disjuntor preso [adimensional]

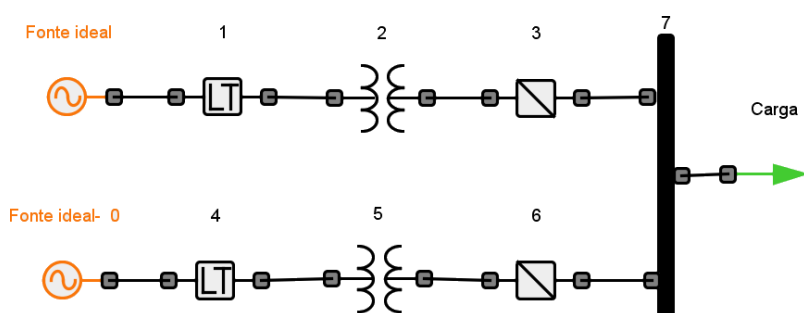


Figura 4.7 Diagrama montado no programa Hydra, referente à instalação representada pela Figura 4.5.

O relatório de caso emitido pelo programa está apresentado no ANEXO B. Neste, os índices de cada contribuição estão dispostos separadamente para cada tipo de falha, nesta ordem: *Contingências Passivas*, *Passivas mais Manutenção*, *Ativa mais Passiva*, *Ativa mais Manutenção* e *Ativa mais Disjuntor Preso*. Para cada uma dos tipos de falhas, são calculadas as respectivas contribuições totais e apresentadas ao final da relação de contingências do tipo de falha em questão.

Ao final do relatório, é fornecido o índice global da subestação para o nó analisado, calculado a partir de cada contribuição, assim como apresentado por (4.67), (4.68) e (4.69).

Comparando os resultados apresentados no relatório de caso, pode-se notar a semelhança com a análise feita sobre a mesma instalação elétrica no item 4.3.2 comprovando qualitativamente a metodologia adotada.

## **5. Metodologia Proposta**

### **5.1. Introdução**

Os métodos probabilísticos, quando aplicados a sistemas de potência, são capazes de estimar o risco de falha de equipamentos e instalações a partir do histórico de falhas, topologia da instalação e outros dados pertinentes dos equipamentos integrantes à mesma.

Das ferramentas probabilísticas desenvolvidas pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), os programas computacionais ConWeib e Hydra são encarregados, respectivamente, da modelagem da probabilidade de falha de equipamentos e da obtenção de índices de confiabilidade de subestações, os quais correspondem à taxa de ocorrência, tempo médio de duração e o tempo esperado ao ano correspondente a cada contingência que ocasionem a descontinuidade entre as fontes e cada carga da subestação.

O presente trabalho tem como objetivo a aplicação dos métodos probabilísticos através dos programas computacionais mencionados de forma a auxiliar o projeto e gestão das instalações da Rede Básica, sujeitas às penalizações da Parcela Variável e bonificações, ambas estabelecidas pela regulação da qualidade do serviço de transmissão apresentada.

Neste Capítulo será apresentada a metodologia desenvolvida, fundamentada nas ferramentas probabilísticas apresentadas, para a avaliação da confiabilidade de Funções Transmissão frente ao atual cenário regulatório, partindo da modelagem da probabilidade de falha dos equipamentos às previsões de indisponibilidade intempestivas da instalação e o montante das penalizações ou bonificações que estas possam vir a representar à concessionária responsável pela Função Transmissão.

### **5.2. Metodologia**

A metodologia desenvolvida consiste na aplicação dos métodos probabilísticos utilizados pelos programas computacionais disponibilizados, no caso, os programas Hydra e ConWeib, para a obtenção de previsões de indisponibilidade das Funções Transmissão de forma que estas possam ser avaliadas quanto à aplicação das penalizações e bonificações as quais estas instalações estão sujeitas. Como maior benefício da metodologia desenvolvida, os índices de confiabilidade passam a ser diretamente associados a um montante financeiro contemplador ou penalizador. Ainda que representem previsões, esta associação estabelece uma mesma base de comparação para o desempenho dos diferentes equipamentos e instalações, auxiliando na tomada de decisões da empresa de forma a direcionar seus investimentos e esforços a obter um desempenho técnico-econômico desejado.

As indisponibilidades são obtidas pela análise das contingências providas pelo método de rede adotada pelo programa Hydra, sob a forma pela qual tais eventos seriam apurados pela regulação da qualidade do serviço de transmissão. Pela análise realizada pelo programa, estas contingências representam a descontinuidade funcional entre a entrada e saída (nó fonte e nó carga, respectivamente) da instalação, decorrente de falhas dos equipamentos integrantes. Estas contingências são admitidas assim como indisponibilidade da Função Transmissão, que, por tratar de falha dos equipamentos, seriam classificadas, em sua maioria, como “outros desligamentos”<sup>18</sup>.

Para a avaliação da apuração de cada contingência são necessárias certas informações referentes à Função Transmissão, como o tipo e data de outorga, tipo de Função Transmissão, a família de equipamentos a qual pertence, se o evento que causou sua indisponibilidade envolve um equipamento principal ou complementar da mesma etc. Todas as informações devem ser devidamente providenciadas.

A metodologia conta ainda com a contribuição dos métodos de Poisson e Weibull, adotados pelo programa ConWeib, para a modelagem da probabilidade de falha dos equipamentos reparáveis e não-reparáveis, respectivamente. Dos parâmetros por estes obtidos pode-se estimar a taxa de falha para um determinado modo de falha desejado, a qual é utilizada no cálculo das taxas de cada contingência que envolva o equipamento. Na ausência do histórico de falhas, que impossibilite a modelagem, ou para o projeto de novas instalações, dados típicos podem ser utilizados para uma avaliação qualitativa.

Para a descrição mais detalhada da metodologia, pode-se dividi-la em três etapas básicas, são estas:

- I. Descrição da Função Transmissão;
- II. Obtenção das Indisponibilidades da Função Transmissão;
- III. Avaliação da Confiabilidade frente ao cenário regulatório.

Cada uma destas etapas procede de acordo com uma sucessão de passos, descritos a seguir.

---

<sup>18</sup> A análise também contempla contingências que envolvem equipamentos em manutenção. Em alguns casos, portanto, a indisponibilidade poderia ser considerada como “desligamento programado”.

### 5.2.1. Descrição da Função Transmissão (FT)

Esta etapa consiste na descrição de todas as informações referentes à Função Transmissão necessárias para a avaliação da confiabilidade da mesma, informações utilizadas nas etapas seguintes. Para tanto, são assumidos os seguintes passos:

*i. Descrição dos módulos integrantes;*

Este passo consiste no levantamento da relação dos módulos integrantes à Função Transmissão e suas informações pertinentes, que são:

a. Designação do Módulo;

Exemplo: *Linha de Transmissão (LT), Transformador (T), Entrada de Linha (EL). Assim como apresentado o conceito de modulação no Capítulo 2.*

b. Quantidade;

c. Nível (níveis) de Tensão;

d. Tipo de Arranjo (Para Módulos de Manobra somente);

Exemplo: *Barra Dupla (BD), Barra Simples (BS), Disjuntor e Meio (DJM).*

e. Observações, caso necessário.

Exemplo: *No caso dos Reatores de linha, é necessária a descrição se o mesmo é manobrável ou não, ou o caso das Funções Transmissão do tipo Linha de Transmissão, as quais podem ter módulos localizados em subestações diferentes, neste caso, deve ser informadas a localização de cada módulo. Estas informações devem constar como observação.*

Vale ressaltar que no caso de Funções Transmissão do tipo Linha de Transmissão que possuam instalações de mais de uma concessão, apesar da análise ser realizada somente sobre a parte integrante à concessão de interesse, a relação deve ser feita a toda instalação que componha a Função Transmissão inteiramente.

Exemplo:

*Dada uma Função Transmissão do tipo Linha de Transmissão, limitadas pelas subestações A e B, nível de tensão de 138kV. Na entrada de linha localizada na subestação "A" existe um reator de linha não manobrável. Nesta Função Transmissão apenas a entrada de linha localizada na subestação "A", respectivo reator de linha e a linha de transmissão*

*propriamente dita pertence à concessão. Teríamos a relação proposta como apresentada na Tabela 5.1.*

Tabela 5.1 Exemplo de descrição dos módulos de uma Função Transmissão - Linha de Transmissão

Módulo	Qtde	Tensão	Tipo	OBS.
Entrada de Linha (EL)	1	138 kV	Barra Dupla - 4 chaves	Localizada na SE "A"
Reator de Linha (RL)	1	138 kV	-	Localizada na SE "A" Não Manobrável
Conexão de Reator de Linha (CRL)	1	138 kV	-	Localizada na SE "A"
Linha de Transmissão	1	138 kV	-	-
Entra de Linha (EL)	1	138 kV	Barra Dupla - 4 chaves	Localizada na SE "B"

*ii. Representação do Diagrama Unifilar;*

O presente passo consiste na representação do diagrama unifilar da instalação que compreende a Função Transmissão sob análise, indicando em cada equipamento a sua quantidade. Embora não seja um passo obrigatório para a realização da avaliação da confiabilidade, este virá a auxiliar a realização da etapa seguinte.

Na ausência do diagrama unifilar original da instalação, podem ser utilizadas as informações obtidas no passo anterior e as informações contidas no ANEXO A deste trabalho, o qual quantifica os equipamentos pertencentes a cada módulo de manobra por nível de tensão e arranjo físico.

No caso de Funções Transmissão do tipo Linha de Transmissão que possuam instalações de mais de uma concessão, a representação da instalação se limita à parte integrante a concessão de interesse.

Exemplo:

*Dada uma Função Transmissão do tipo Transformação composta por uma conexão de transformador do tipo barra dupla – 5 chaves, uma conexão de transformador do tipo barra simples e um transformador trifásico. Teremos a representação do seu diagrama unifilar como proposto, assim como apresentado pela Figura 5.1.*

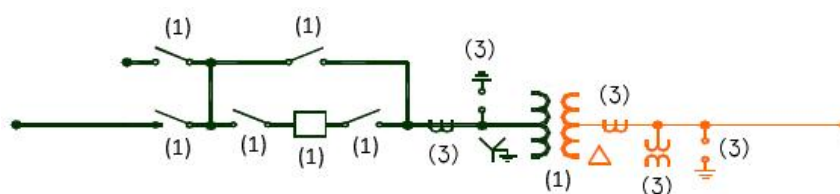


Figura 5.1 Diagrama unifilar de uma FT - TR de acordo como descrito no exemplo.



*iii. Identificação do tipo de Função Transmissão e família de equipamentos na qual se enquadra;*

Este passo consiste na definição do tipo de Função Transmissão na qual se trata, ou seja, Linha de Transmissão (LT), Transformação (TR), Controle de Reativo (CR) ou Módulo Geral (MG). Esta definição é obtida a partir dos equipamentos integrantes de cada tipo de Função Transmissão, definida na Tabela 2.1.

*iv. Classificação dos equipamentos da Função Transmissão quanto a equipamentos principais e complementares;*

A partir da Tabela 2.1 são classificados os módulos da Função Transmissão em equipamento principal ou complementar.

*v. Levantamento do Pagamento Base (PB) da Função Transmissão;*

Este passo consiste na apuração do Pagamento Base (PB) da Função Transmissão. Caso esta informação não esteja disponível, pode-se calculá-la pela soma dos Pagamentos Base de cada módulo que o componha (informação pertinente ao item i). Neste caso, o Pagamento Base de cada unidade modular deve ser investigado.

*vi. Levantamento das informações referentes à outorga a qual a Função Transmissão se encontra;*

Neste passo é apurado o tipo e data de outorga (concessão ou autorização) e o processo pelo qual o qual foi concedida (por licitação ou não) à Função Transmissão.

*vii. Verificação (se possível) da existência de equipamentos reservas registrados no CPST;*

O presente passo consiste em examinar se há o registro de equipamentos reserva no CPST da concessão a qual a Função Transmissão pertença. Na ausência de tais informações a presença de equipamentos reserva pode ser desconsiderada.

*viii. Levantamento dos dados de confiabilidade dos equipamentos;*

Este passo consiste no levantamento dos dados de confiabilidade dos equipamentos integrantes à Função Transmissão (FT), são as informações necessárias:

- i. Taxa de falhas passivas [falhas/ano].
- ii. Tempo médio do reparo [horas/falha].
- iii. Taxa de falhas ativas [falhas/ano].
- iv. Tempo de chaveamento [horas/falhas].

- v. Taxa de manutenção [ocorrências/ano].
- vi. Tempo médio de manutenção do componente [horas/ocorrências].
- vii. Probabilidade de disjuntor preso [adimensional].

A descrição de cada item acima está disposta no item 4.3.3.

Como descrito anteriormente, caso o histórico de falhas do componente esteja disponível, a taxa de falha pode ser obtida através da utilização do programa ConWeib, utilizando o método de Weibull para equipamentos não reparáveis e o processo de Poisson para equipamentos reparáveis. Na ausência destes históricos ou projeto de novas instalações, pode-se recorrer a dados típicos para uma análise qualitativa.

## **5.2.2. Obtenção das Indisponibilidades da FT**

Esta etapa tem por finalidade a obtenção das indisponibilidades da Função Transmissão devido à falha dos seus equipamentos, respectivas taxas de falha e tempo médio de duração.

Para tanto, foi concebido primeiramente a utilização do próprio programa Hydra. Durante o seu emprego, entretanto, houve a constatação de certas limitações no que diz respeito à obtenção das contingências que gerassem a indisponibilidade da instalação, as quais motivaram o desenvolvimento de uma análise alternativa para a obtenção de tais contingências, analisando um por um, quais eventos, dentre os contemplados pela metodologia adotada pelo programa, que ocasionariam a indisponibilidade da instalação que corresponde à Função Transmissão.

A seguir serão apresentados os passos para a utilização do Programa Hydra e da análise “manual” desenvolvida para o mesmo fim, acompanhada pela motivação de seu desenvolvimento e das limitações quanto à aplicação do primeiro.

### **I. Aplicação do programa computacional Hydra**

O programa Hydra, como descrito no Capítulo 4, é uma ferramenta de análise de confiabilidade de subestações. A partir da topologia e taxa de falha dos equipamentos integrantes a instalação são obtidos índices de confiabilidade, que correspondem à taxa de falha, tempo médio de falha e tempo de indisponibilidade ao ano, correspondentes à interrupção da continuidade entre as diversas entrada e cada saída da subestação devido à falha dos equipamentos integrantes à mesma. Para tanto, o programa utiliza o método de rede, baseado na teoria dos cortes mínimos descritos no item 4.3.2.

A utilização do programa para a avaliação da confiabilidade de Funções Transmissão se baseia na possibilidade da aplicação de sua metodologia para a obtenção das contingências, suas taxas e durações correspondentes que gerassem a “falha” desta instalação, ou seja, a descontinuidade funcional entre os nós de entrada e saída, admitindo estas como previsões de indisponibilidades da Função Transmissão.

Para tanto, apenas a instalação que compreende a Função Transmissão deve ser representada no programa, limitada pelos elementos “Fontes” e “Carga”, as quais simbolizam o sentido do fluxo de energia na instalação. Uma vez que as Funções Transmissão, em sua maioria, estão inteiramente alojadas em subestações, a representação destas instalações no programa não apresenta dificuldades.

A limitação constatada para a aplicação do programa reside no fato da manobra de alguns equipamentos estarem associadas a eventos em equipamentos fora da Função Transmissão, as quais não estariam presentes na representação da instalação no programa, e a ausência, por parte do programa, de uma associação da manobra de equipamentos com eventos em equipamentos específicos, mesmo que pertencentes à mesma Função Transmissão.

Como exemplo para ambos os casos podemos citar a entrada de linha representada pelo diagrama unifilar apresentado pela Figura 5.2. Para o primeiro caso, ou seja, a manobra de um equipamentos associado a um evento em um equipamento fora da Função Transmissão, podemos citar a manobra da chave 01. Esta chave, Normalmente Aberta, tem a sua manobra associada à manutenção ou reparo no barramento conectado à chave 02 (Normalmente Fechada).

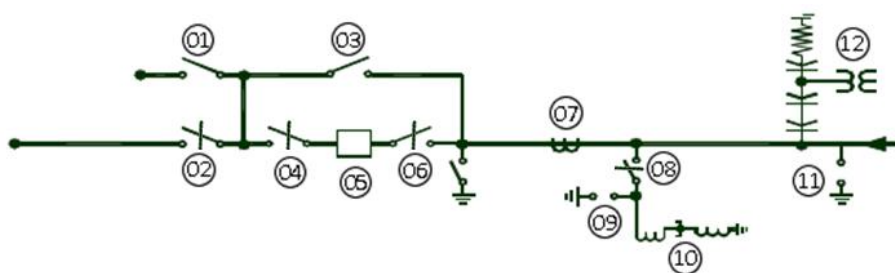


Figura 5.2 Diagrama unifilar de uma entrada de linha (EL) do tipo Barra Dupla - 5 chaves.

Assumindo que uma falha da chave 01 só irá representar a indisponibilidade da instalação se estiver fechada e que isto virá a ocorrer somente quando o barramento conectado à chave 02 estiver em reparo ou manutenção, as contingências relacionadas à falha da chave 01 devem estar associadas a tais eventos. Na análise das contingências realizada pelo programa, entretanto, estas associações não seriam contempladas.

As tentativas de inclusão do barramento na representação da instalação para a devida análise também foram frustradas, pois não há como associar a manobra das chaves com eventos no barramento. A questão da associação corresponde à segunda limitação do programa, exemplificada a seguir.

Para o segundo caso, ou seja, a ausência, por parte do programa, de uma associação da manobra de equipamentos com eventos em equipamentos específicos, podemos citar a chave 03 que serve como *by-pass* do disjuntor 05. A falha da chave 03 deve estar associada apenas à falha ou manutenção do disjuntor 05, únicos casos nos quais a chave estaria operando no estado fechada. Na versão do programa utilizada, esta associação não pode ser realizada. A análise pode ser feita ora com a chave 03 normalmente aberta, ora normalmente fechada. No segundo caso, as contingências obtidas contemplavam as falhas das chaves 03 mais a chave 04 ou 06, o que pela análise descrita acima não ocorreria. A falha de uma das chaves 04 ou 06 já acarretaria em indisponibilidade da instalação, pois estas não poderiam ser chaveadas ou a chave 03 ser manobrada sob carga de forma a restabelecer a continuidade da instalação.

Na ausência dos casos descritos, o programa pode ser usado para a presente etapa. Sua aplicação consiste, basicamente, na representação do diagrama da instalação que compreende a Função Transmissão no programa em questão, de acordo com as informações obtidas na etapa anterior e a obtenção do relatório com as contingências providas pela análise do programa. Alguns pontos devem ser ressaltados para a sua representação, são estes:

i. A representação do diagrama deve ser feita com a associação dos equipamentos em termos de confiabilidade. Nesta associação leva-se em conta a condição de operação do sistema e esta não necessariamente virá a ser a associação real dos equipamentos. Esta característica foi abordada no item 4.3.2;

ii. Observar, durante a representação da Função Transmissão no programa, a ocorrência de equipamentos monofásicos em paralelo, os quais são representados no diagrama unifilar como um único equipamento. Como dito no item anterior, a associação desses equipamentos deve ser feito em termos de confiabilidade. No caso em que a falha do segmento só ocorra pela falha dos três equipamentos simultaneamente, estes seriam associados em paralelo. Neste caso, os três equipamentos podem ser omitidos na análise, pois a mesma considera apenas contingências até de segunda ordem e a falha do segmento necessitaria da falta dos três componentes, o qual é desconsiderado pela baixa probabilidade de sua ocorrência. No caso da falha de um destes acarretar na falha do segmento (associação dos componentes em série em termos de confiabilidade), estes equipamentos podem ser representados como apenas um equipamento no programa, desde que sua taxa de falha seja

corrigida. Para tanto, a taxa de falha de ver a soma das taxas de cada equipamento, a duração média permanece a mesma. Dessa forma é simplificado o diagrama e a análise realizada pelo programa, emitindo os mesmos índices de confiabilidade, mesmo que haja um outro equipamento em paralelo com os equipamentos em questão;

iii. No diagrama devem ser incluídos os componentes “Fontes” e “Cargas”, correspondentes aos pontos iniciais e finais do circuito. Para tanto, deve ser analisada o sistema elétrico o qual a Função Transmissão está inserida e as instalações às quais esta se conecta, a fim de representar o sentido do fluxo de energia elétrica no mesmo.

## II. Análise Manual das Contingências

Assim como descrito no item anterior, esta análise surgiu como um recurso para obtenção das contingência que gerassem as indisponibilidades da Função Transmissão, face às limitações constatadas na aplicação do programa Hydra para a presente etapa da metodologia.

A análise desenvolvida consiste em avaliar quais eventos, dentre os contemplados pela metodologia utilizada pelo programa Hydra, que representariam a indisponibilidade da Função Transmissão. Nesta análise, apesar de estar focada sobre a Função Transmissão, são considerados os efeitos de cada falha sobre as demais instalações da subestação, além de considerar a função dos equipamentos de manobra no arranjo físico da instalação, os quais podem ter sua manobra associada a eventos de equipamentos específicos, como é o caso de chaves utilizadas para *by-pass* de alguns equipamentos.

Para a realização desta análise são tomados os seguintes passos:

i. Classificar cada equipamento quanto à possibilidade de ser chaveado, ou seja, de ser isolado do circuito por equipamentos ditos dinâmicos, como chaves e disjuntores;

ii. Avaliar cada equipamento quanto à existência de caminho alternativo para a continuidade do serviço de transmissão em caso de falha do equipamento, considerando o sentido do fluxo de energia elétrica que percorre a instalação. Para equipamentos classificados como chaveáveis no passo anterior, a mesma avaliação é feita considerando além da falha do equipamento, o mesmo em manutenção e reparo;

iii. Aos equipamentos dinâmicos, como chaves e disjuntores, os passos i e ii são realizados para cada cenário relacionado ao seu estado (aberto/fechado), de acordo com sua função dentro do arranjo físico adotado;

iv. Caso não existam caminhos alternativos, a falha do equipamento é tida como indisponibilidade da Função Transmissão. Caso contrário, são verificados quais eventos os eliminam e se as mesmas foram ou devem ser analisadas. São desprezadas contingências acima da segunda ordem, simultaneidade de falhas ativas e de elementos dinâmicos presos.

Os eventos analisados portanto são: Falhas do equipamento com e sem a atuação da proteção<sup>19</sup>, equipamento fora de operação para reparo ou manutenção (quando possível) e disjuntor preso (para disjuntores apenas);

v. Em cada caso de indisponibilidade apurada, verificar quais eventos estão relacionados, classificar os tipos de falhas e, em funções destes, a indisponibilidade correspondente. Caso o equipamento possa ser chaveado, sua falha é classificada como uma falha ativa, caso contrário, passiva. Entretanto, deve ser observada a ordem, se possível, dos eventos. Uma falha ativa de um componente seguida de uma falha passiva de outro que represente a indisponibilidade da Função Transmissão, representa a falha passiva de dois elementos, ou seja, é necessário o reparo de pelo menos um dos equipamentos para a retomada da disponibilidade da Função Transmissão. Caso a falha passiva antecederesse a falha ativa, teríamos uma falha ativa quando outro equipamento está em reparo, gerando taxas e tempos de duração diferentes do primeiro caso.

As contingências obtidas devem ser dos seguintes tipos:

*I. Relacionadas às falhas passivas:*

- i. Falha passiva de um componente;*
- ii. Falha passiva de dois componentes;*
- iii. Falha passiva de um componente quando outro está em manutenção;*

*II. Relacionadas às falhas ativas:*

- i. Falha ativa de um componente;*
- ii. Falha ativa de um componente quando outro está em reparo;*
- iii. Falha ativa de um componente quando outro está em manutenção;*
- iv. Falha ativa de um componente e um disjuntor preso;*

Para exemplificar esta análise, consideremos a entrada de linha representada pela Figura 5.2. Para a chave 01, teremos a seguinte análise:

*Chave 01 (equipamento dinâmico)*

*Não chaveável;*

*No estado aberto:*

- i. Demais equipamentos em operação normal, sem alterações;*

*No estado fechado:*

---

<sup>19</sup> A análise da falha com o efeito da proteção só é necessária caso a falha sem o efeito da proteção já tenha sido analisada e não tenha sido considerada como causadora da indisponibilidade da FT e o equipamento sob estudo não seja um equipamento dinâmico operando aberto.

- ii. Chave 02 aberta, reparo do barramento conectado à chave 02;
- iii. Chave 02 aberta, manutenção do barramento conectado à chave 02;

Estudo da falta:

i. Há caminho alternativo pela chave 02. A falha da chave 01, portanto, não representa indisponibilidade. A falha do outro componente que representa caminho alternativo (chave 02) já representa indisponibilidade, a ocorrência da falha dos dois componentes, portanto, não será considerada;

ii. e iii. Não há caminho alternativo, sua falha representa indisponibilidade. Por não ser chaveável, a falha é tida como passiva. As contingências são classificadas como:

- I. Falha passiva 02 + Reparo de "B2"; (falha passiva de dois componentes)
- II. Falha passiva 02 + Manutenção "B2";

Onde "B2" representa ao barramento conectado à chave 02.

A partir destes passos são obtidos as contingências que gerem a indisponibilidade da Função Transmissão, como exemplificado acima. O cálculo referente às taxas de falhas de cada contingência, tempo médio e duração da indisponibilidade ao ano é feito de acordo com as fórmulas utilizadas pelo programa, apresentadas no item 4.3.3.

### **5.2.3. Avaliação da Confiabilidade Frente ao Cenário Regulatório;**

Esta etapa consiste na avaliação do desempenho estimado da Função Transmissão obtido na etapa anterior quanto à aplicação da Parcela Variável e ao aditivo à Receita Anual Permitida, e o cálculo dos montantes que estes representariam.

A etapa compreende os seguintes passos:

i. Classificar as contingências obtidas pela etapa anterior como *desligamento programado* ou *outros desligamentos*, de acordo com o item 3.3 - i e ii. Para os passos seguintes só serão consideradas as contingências classificadas como *outros desligamentos*;

ii. Analisar cada contingência classificada como *outro desligamento* no passo anterior quanto a sua apuração para compor a PVI, de acordo com o item 3.4.1.1 considerando o tipo de Função Transmissão, seus equipamentos principais e complementares e a presença de equipamento reserva (em registro).

iii. Caso seja constatada a utilização de equipamento reserva no passo anterior, deve-se calcular o desconto denominado PVR, pela utilização do mesmo, de acordo com os critérios descritos no item 3.4.2. Para tanto, deve-se realizar o somatório das durações de cada equipamento reserva utilizado e o cálculo do desconto referido individualmente.

iv. Somar as taxas de falhas e tempo de indisponibilidade por ano de cada contingência classificada no passo ii como passível de compor a PVI.

v. Analisar a Função Transmissão quanto à aplicação do *Padrão de Duração de Desligamentos*, em função do tipo e data da outorga a qual a instalação se enquadra, de acordo com os critérios descritos no item 3.4.1. Caso o padrão seja aplicável, verificar se o mesmo referente a *outros desligamentos* seria violado pelo somatório de tempo de indisponibilidade obtida no passo anterior. Caso não houvesse a violação, o passo seguinte deve ser tomado. Caso contrário, ou caso seja constatado que o padrão não é aplicável à Função Transmissão, o passo vii deve ser tomado para o cálculo da PVI;

vi. Analisar a Função Transmissão quanto à aplicação do adicional à Receita Anual Permitida (RAP) de acordo com os critérios descritos no item 3.5. Considera-se para tanto, o Pagamento Base da Função Transmissão, o tipo de Função Transmissão e a família de equipamentos a qual a instalação se enquadra. Caso este passo tenha sido tomado, a etapa cessa ao término do mesmo.

vii. Calcular a PVI correspondente ao somatório da duração de interrupção por outros desligamentos, obtido pelo passo iv, observando seus critérios estabelecidos nos itens 3.4.1 e 3.4.2, e os limites de aplicação da PV apresentadas no item 3.4.3. Considera-se para tanto, o Pagamento Base da Função Transmissão, o tipo e data da outorga, tipo de Função Transmissão e a família de equipamentos a qual a instalação se enquadra. Caso o *Padrão de Duração de Desligamentos* tenha sido aplicado à Função Transmissão, o cálculo da PVI pode ser feito admitindo duas hipóteses:

- a. O tempo de franquia de *Outros Desligamentos* já tenha sido alcançado no 11º mês;
- b. O tempo de franquia de *Outros Desligamentos* não tenha sido alcançado no 11º mês;

Ao final desta etapa são obtidos os montantes das penalizações ou abonos o qual o cenário de indisponibilidade previsto pela etapa anterior acarretaria.



## **6. Aplicação da Metodologia a um Caso Real**

### **6.1. Introdução**

Neste Capítulo será apresentada a aplicação da metodologia proposta disposta no Capítulo 5 sob cada um dos tipos de Funções Transmissão pertencentes a uma subestação real. Para tanto, será apresentado os dados utilizados para a análise, as Funções Transmissão escolhidas para a aplicação e os resultados finais e correspondentes a cada uma das etapas indicadas pela metodologia.

### **6.2. Dados Utilizados para a Aplicação da Metodologia**

Para o desenvolvimento e aplicação da metodologia foi utilizada o diagrama unifilar da subestação de Coxipó 230/138/13,8 kV, pertencente às Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), localizada no município de Cuiabá, estado do Mato Grosso (MT). Um diagrama da região onde está localizada a subestação é apresentado pela Figura 6.1.

Como apresentado no Capítulo 2, as informações pertinentes às Funções Transmissão (FTs) estão estabelecidas nos CPSTs firmados entre a concessionária de transmissão responsável pela instalação e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O contrato mencionado referente às instalações da subestação de Coxipó, entretanto, não está disponibilizado. Foi preciso então o levantamento dos dados necessários para a aplicação da metodologia, que correspondem à delimitação e reconhecimento das Funções Transmissão dentre as instalações da subestação, o levantamento do pagamento base das instalações, dos dados de confiabilidade e dados referentes ao regime de outorga a qual as instalações se encontram.

O levantamento das Funções Transmissão presentes à subestação foi realizada através dos conceitos e observações apresentadas no Capítulo 2 do presente trabalho, delimitando cada Função Transmissão quanto os equipamentos integrantes.

O pagamento base e as informações sobre o regime de outorga das instalações pertencente à subestação de Coxipó foram obtidos através da nota técnica [19], emitida pela ANEEL. Neste, são relacionadas todas as instalações de transmissão pertencentes à ELETRONORTE e Receita Anual Permitida - RAP associada, indicando informações sobre cada equipamento/módulo, tais como a subestação a qual pertencem, nível de tensão, potência nominal etc. Por estas características foram identificados os equipamentos listados com os representados no diagrama da subestação e obtidas as informações desejadas.

Para os dados de confiabilidade dos equipamentos, foram utilizados dados típicos de taxa de falha ativa e passiva, respectivas durações médias para reparo e chaveamento, dados de manutenção dos equipamentos e probabilidade de disjuntor preso obtidos em [13], [20] e [21]. Em cada caso de aplicação os dados utilizados serão apresentados.

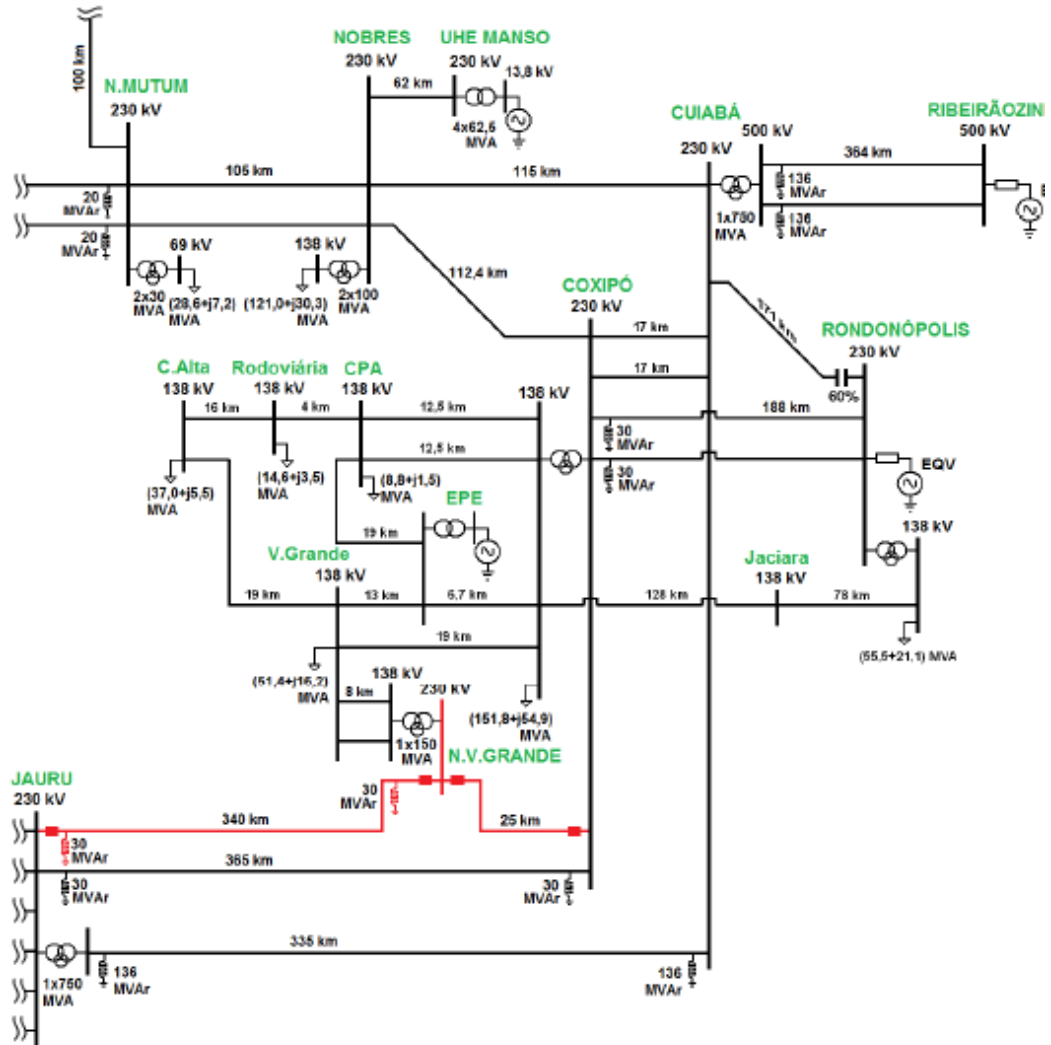


Figura 6.1 Diagrama unifilar simplificado da região onde está localizada a SE de Coxipó ([22] adaptado).

### 6.2.1. Funções Transmissão (FTs) Escolhidas para Análise

Dentre as Funções Transmissão reconhecidas dentro da subestação, um exemplo de cada tipo foi selecionada para análise.

As Funções Transmissão selecionadas, bem como a representação da mesma pelo seu diagrama unifilar e algumas observações pertinentes serão apresentadas a seguir.

### 6.2.1.1. Função Transmissão do Tipo Linha de Transmissão (LT)

A Função Transmissão escolhida consiste na linha de transmissão propriamente dita, circuito número 1, ligando as subestações de Coxipó e Jaurú, suas entradas de linha localizadas em cada subestação e reatores não manobráveis, conectados a cada entrada de linha. De acordo com [19] toda a Função Transmissão pertence a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (ELETRONORTE).

Esta Função Transmissão tem apenas parte de sua instalação alojada na subestação de Coxipó e, portanto, parte de sua instalação representada no diagrama unifilar da mesma. Na Figura 6.2 está representada parte da subestação com destaque ao segmento da Função Transmissão do tipo Linha de Transmissão (LT) escolhida para a análise. Na Figura 6.3, o diagrama unifilar desta mesma instalação é ampliado e representado separadamente.



Figura 6.2 Diagrama unifilar de parte da SE Coxipó com destaque à parte da FT do tipo LT escolhida para análise.

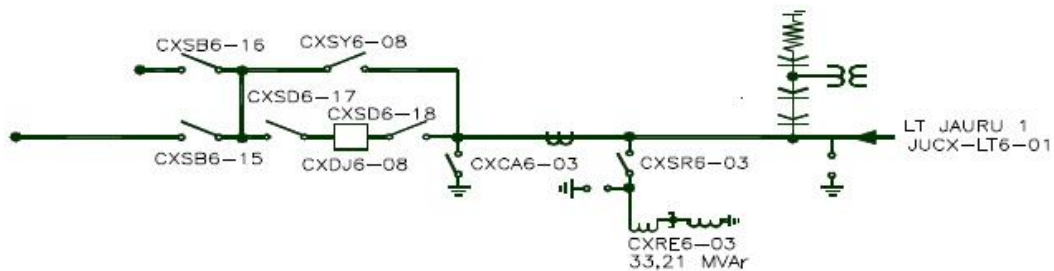


Figura 6.3 Diagrama Unifilar da entrada de linha e reator de linha pertencentes à FT do tipo LT escolhida.

### 6.2.1.2. Função Transmissão do Tipo Transformação (TR)

A Função Transmissão do tipo Transformação (TR) escolhida para a análise é composta por um transformador trifásico e duas instalações de conexão que ligam o transformador a barramentos distintos, assim como apresentada pela representação do diagrama na Figura 6.4. Uma dessas instalações de conexão é do tipo barra dupla a 5 chaves e a outra é do tipo barra simples.

Assim como as demais Funções Transmissões escolhidas a serem apresentadas, estão alojadas integralmente à subestação e pertencem à ELETRONORTE.

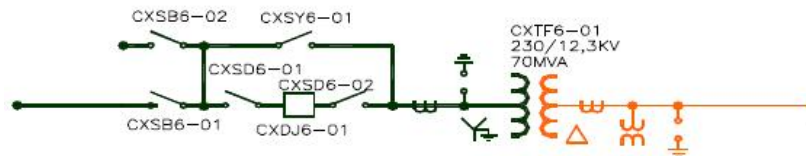


Figura 6.4 Diagrama Unifilar da FT do tipo Transformação escolhida para a aplicação da metodologia.

### 6.2.1.3. Função Transmissão do Tipo Controle de Reativo (CR)

A Função Transformação do tipo Controle de Reativo (CR) escolhida para a análise é composta por um compensador estático trifásico conectado ao barramento por 3 instalações de conexão, assim como apresentado pela representação do diagrama unifilar na Figura 6.5.

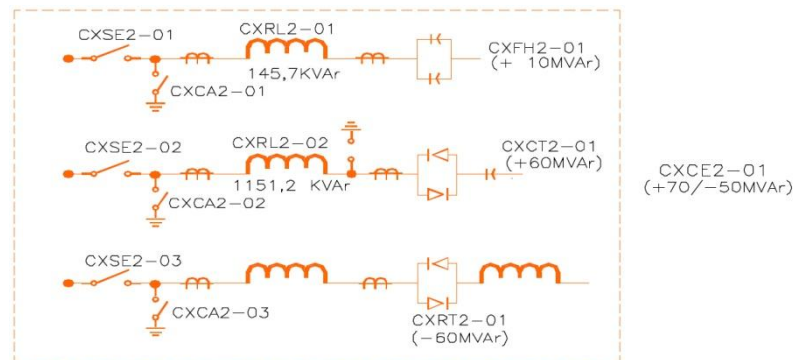


Figura 6.5 Diagrama Unifilar da FT do tipo Controle de Reativo (CR) escolhida para a aplicação da metodologia.

### 6.2.1.4. Função Transmissão do Tipo Módulo Geral (MG)

Embora a Função do tipo Módulo Geral (MG) da subestação seja composta por outros barramentos e outras interligações de barramento em outros níveis de tensão, cada barramento deve ser analisado, junto com suas interligações, separadamente dos demais, por

não haver uma conexão elétrica direta entre estas instalações. Além disso, neste tipo de Função Transmissão as indisponibilidades são apuradas de acordo com as indisponibilidades causadas às demais Funções Transmissão por eventos envolvendo as instalações que correspondam ao Módulo Geral (MG). Neste caso, não há como realizar uma análise conjunta de todas as instalações que compõem o Módulo Geral da subestação.

Em vista disso, a instalação escolhida para representar a Função Transmissão do tipo Módulo Geral (MG) consiste nos dois barramentos, seus equipamentos associados e a interligação barramento, ambos de nível de tensão de 230 kV (maior nível de tensão da subestação). Para a avaliação mais completa da confiabilidade deste tipo de Função Transmissão de acordo com a metodologia descrita, a mesma análise deve ser feita para o conjunto barramentos e equipamentos associados mais interligação de barramentos (quando o mesmo existir) de cada nível de tensão.

Na Figura 6.6 está representado o diagrama unifilar do barramento e interligação correspondente à parte da Função Transmissão do tipo Módulo Geral (MG) sob análise.

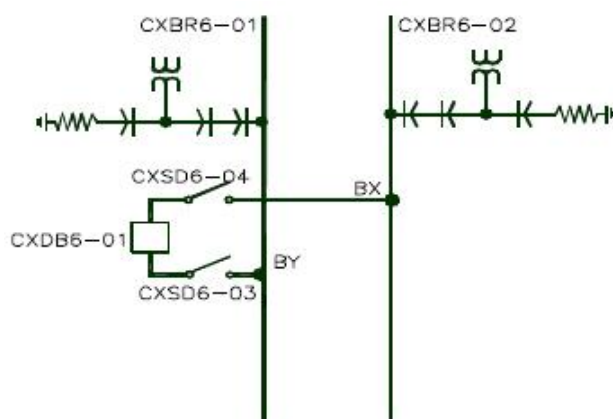


Figura 6.6 Diagrama Unifilar da FT do tipo Módulo Geral (MG) escolhida para a aplicação da metodologia.

### 6.3. Aplicação da Metodologia à Função Transmissão do Tipo Linha de Transmissão (LT)

Embora a Função Transmissão do tipo Linha de Transmissão escolhida pertença integralmente à mesma concessão de transmissão, para a presente análise será considerada apenas a parte integrante à subestação de Coxipó como fazendo parte da concessão de interesse. As outras instalações desta Função Transmissão serão consideradas pertencentes à outra concessão. Esta consideração foi adotada com o intuito de exemplificar esta exceção característica das Funções Transmissão do tipo Linha de Transmissão (LT), a qual pode ter instalações pertencentes a mais de uma concessão.

Serão avaliados, portanto, apenas a contribuição da indisponibilidade da parte da Função Transmissão integrante à subestação de Coxipó sobre toda a instalação que compõe a Função Transmissão.

A seguir serão apresentados os resultados e observações pertinentes a cada etapa e respectivos passos da metodologia proposta.

### 6.3.1. Descrição da Função Transmissão (FT):

#### i. Descrição dos módulos integrantes:

São representados todos os módulos que compõem a Função Transmissão, assim como apresentado na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 Descrição dos módulos da FT - LT sob análise.

Módulo	Qtde.	Tensão	Tipo	OBS.
Entra de Linha (EL)	1	230 kV	Barra Dupla - 5 chaves	Localizada na SE "Coxipó"
Conexão de Reator de Linha (CRL)	1	230 kV	-	Localizada na SE "Coxipó"
Reator de Linha (RL)	1	230 kV	-	Não manobrável Localizada na SE "Coxipó"
Linha de Transmissão	1	230 kV		Circuito número 1
Entra de Linha (EL)	1	230 kV	Barra Dupla - 5 chaves	Localizada na SE "Jaurú"
Conexão de Reator de Linha (CRL)	1	230 kV	-	Localizada na SE "Jaurú"
Reator de Linha (RL)	1	230 kV	-	Não manobrável Localizada na SE "Jaurú"

#### ii. Representação do Diagrama Unifilar;

Representa-se apenas a parte da instalação a qual faça parte da concessão de interesse, neste caso, apenas a parte integrante à SE Coxipó é representada, assim como apresentada na Figura 6.7.

Os números em parênteses representam a quantidade de equipamentos na instalação.

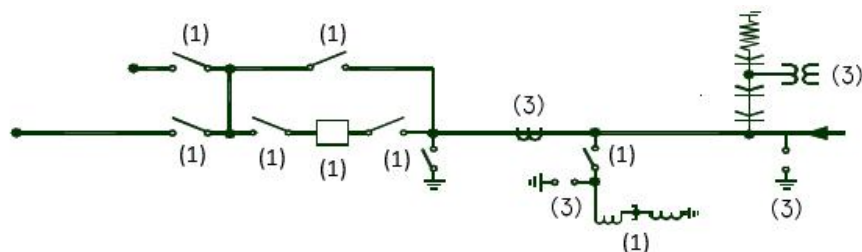


Figura 6.7 Diagrama unifilar da FT - LT sob análise.

#### iii. Identificação do tipo de Função Transmissão e família de equipamentos a qual se enquadra;

Neste caso, o tipo de Função Transmissão já foi identificado e consiste no tipo Linha de Transmissão (LT), de acordo com a Tabela 2.1.

De acordo com a Tabela 3.1, se enquadra na família de equipamento de 230 kV.

*iv. Classificação dos equipamentos da Função Transmissão quanto a equipamentos principais e complementares;*

Para este tipo de Função Transmissão, apenas a linha de transmissão propriamente dita representa o Equipamento Principal, os demais módulos descritos representam os Equipamentos Complementares, até mesmo o reator de linha, por ser não-manobrável, de acordo com a Tabela 2.1.

*v. Levantamento do Pagamento Base (PB) da Função Transmissão;*

Baseado nas informações contidas na [19], teremos a seguinte relação do Pagamento Base (PB) de cada módulo relacionado no item i, apresentada na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 Relação do PB de cada módulo da FT sob análise.

Módulo	Qtde.	PB (Reais)
EL – Coxipó	1	45.730,13
CRL – Coxipó	1	-
RL – Coxipó	1	25.198,44
LT	1	1.395.105,30
EL – Jaurú	1	43.220,14
CRL – Jaurú	1	-
RL – Jaurú	1	26.756,93

Dessa forma o Pagamento Base total da Função Transmissão será o somatório do Pagamento Base de todos os módulos integrantes, neste caso o valor será de 1.536.010,95 reais mensais.

*vi. Levantamento das informações referentes à outorga a qual a Função Transmissão se encontra;*

De acordo com [19], toda a instalação da Função Transmissão sob análise corresponde a instalação autorizada ao sistema existente (autorizada às concessões não licitadas, ver item 3.2), estabelecidas por resolução específica no ano de 2002. No caso, a linha de transmissão, entradas de linha e reator de linha pertencente à SE Coxipó foram estabelecidas pela resolução 524 de 2002. O reator e entrada de linha pertencentes à SE Jaurú foram estabelecidos pela resolução 592 de 2002, todas com o início de operação em 31 de maio de 2003.

*vii. Verificação (se possível) da existência de equipamentos reservas registrados no CPST;*

Como não há acesso ao CPST, não há como verificar a existências de equipamentos reservas. Estes, portanto, serão desconsiderados.

*viii. Levantamento dos dados de confiabilidade dos equipamentos;*

Foram usados dados típicos de taxa de falha ativa e passiva, respectivas durações médias para reparo e chaveamento, dados de manutenção dos equipamentos e probabilidade de disjuntor preso obtidos em [13], [20] e [21], representados na Tabela 6.3. Para a chave com lâmina de terra e o divisor capacitivo de potencial (DCP), serão utilizadas os mesmos dados das chaves e de transformadores de potencial (TPs) respectivamente.

Tabela 6.3 Dados típicos utilizados para aplicação da metodologia sobre a FT escolhida.

Componente	Taxa de Falha Passiva (falhas/ano)	Duração Média da Saída (horas/falha)	Manutenção (manut. /ano) (horas/manut.)		Taxa de Falhas Ativas (falhas/ano)	Tempo de Chaveamento (horas/falha)
Chave	5,90E-3	24,96	0,25	4,00	5,36E-4	3,00
Disjuntor	5,16E-2	15,04	0,25	12,00	2,58E-2	1,00
Transformador de Corrente (TC)	4,30E-3	20,90	0,25	6,00	4,30E-3	3,00
Transformador de Potencial (TP)	3,20E-3	26,44	0,25	6,00	3,20E-3	3,00
Reator de Linha	1,97E-2	86,20	0,25	48,00	1,97E-2	1,00
Barramento	5,40E-3	19,99	1,00	8,00	5,40E-3	2,00
Para-Raio	1,60E-3	19,55	0,24	4,00	1,6E-3	1,00

OBS.: Todos os equipamentos têm o nível de tensão de 230 kV.

### 6.3.2. Obtenção das Indisponibilidades da Função Transmissão (FT):

Nesta etapa serão utilizados os dois métodos possíveis, ou seja, a aplicação do programa Hydra, obtendo assim o relatório emitido pelo mesmo com as contingências e respectivos índices, e a análise “manual” das contingências para o posterior cálculo dos respectivos índices. Desta forma serão evidenciadas algumas das limitações para a aplicação do programa descritas no Capítulo 5.

#### 6.3.2.1. Aplicação do Programa Computacional Hydra

Para facilitar a representação da instalação no programa Hydra, cada equipamento foi enumerado assim como apresentado na Figura 6.8. Esta enumeração será utilizada adiante para a designação de cada equipamento.



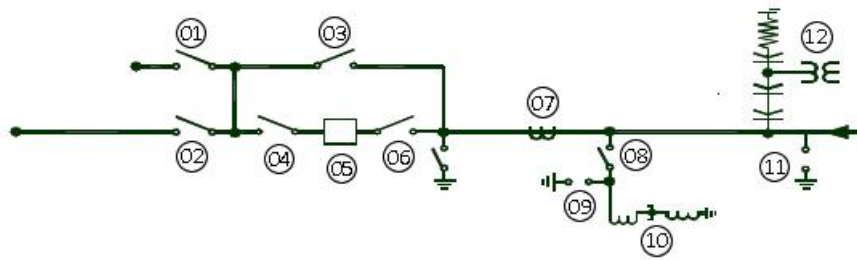


Figura 6.8 Diagrama de parte da Função Transmissão integrante à SE com equipamentos enumerados.

Para a representação do diagrama no programa Hydra, os equipamentos 07, 09, 11 e 12, presentes em cada fase da instalação, foram representados como um único equipamento, com seus índices adaptados, assim como salientado no item 5.2.2 - I - ii. Para fins de confiabilidade, estes equipamentos estão associados em série, considerando que a falha de algum deles ocasione a falha do segmento onde estão localizados os equipamentos.

O diagrama montado no programa e o relatório emitido estão apresentados pela Figura 6.9 e Tabela 6.4 à Tabela 6.9.

Ao examinar este relatório, verifica-se a ausência das contingências envolvendo as chaves Normalmente Abertas 03 e 01. Para que eventos nestes equipamentos fossem considerados, os mesmos devem ser configurados no programa como Normalmente Fechados (NF). Com isso, a configuração real da subestação não é considerada, avaliando contingências inapropriadas desta instalação.

Pela característica do arranjo apresentado, as chaves 01 e 03, operariam fechadas nos seguintes casos:

- i. Chave 01: Reparo ou manutenção da barra conectada à chave 02;
- ii. Chave 03: Reparo ou manutenção do disjuntor 05;

Entretanto, não há como fazer uma associação da manobra destas chaves aos eventos citados. No caso da chave 03, o evento está relacionado com um componente exterior à Função Transmissão não representado no programa.

Foi então admitido a utilização da análise “manual” desenvolvida de forma a analisar as contingências da instalação, avaliando apropriadamente a função dos equipamentos ditos dinâmicos dentro do arranjo utilizado e a relação deste com equipamentos externos à Função Transmissão.

RELATÓRIO DE CASO – CASO 01

Risco de Falha por saída:

Tabela 6.4 Contingências Passivas para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade(h)
[12(3x)]	9,60E-3	26,44	2,53E-1
[11(3x)]	4,80E-3	19,55	9,38E-2
[10]	1,97E-2	66,20	1,30E0
[9(3x)]	4,80E-3	19,55	9,38E-2
[8]	5,90E-3	24,96	1,47E-1
[7(3x)]	1,29E-3	20,90	2,69E-2
[6]	5,90E-3	24,96	1,47E-1
[5]	5,16E-2	15,04	7,76E-1
[4]	5,90E-3	24,96	1,47E-1
[2]	5,90E-3	24,96	1,47E-1
<b>Total</b>	<b>1,27E-1</b>	<b>26,62</b>	<b>3,38E0</b>

Tabela 6.5 Contingências Passivas mais Manutenção para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade(h)
<b>Total</b>	<b>0E0</b>	<b>0</b>	<b>0E0</b>

Tabela 6.6 Contingências Ativas mais Passiva para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade (h)
<b>Total</b>	<b>0E0</b>	<b>0</b>	<b>0E0</b>

Tabela 6.7 Contingências Ativas mais Manutenção para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade (h)
<b>Total</b>	<b>0E0</b>	<b>0</b>	<b>0E0</b>

Tabela 6.8 Contingências Ativas mais Disjuntor Preso para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade (h)
<b>Total</b>	<b>0E0</b>	<b>0</b>	<b>0E0</b>

Tabela 6.9 Índices totais para a Carga.

Taxa de Falha (f/ano)	Duração (horas)	Indisponibilidade (horas)
1,27E-1	26,62	3,38E0

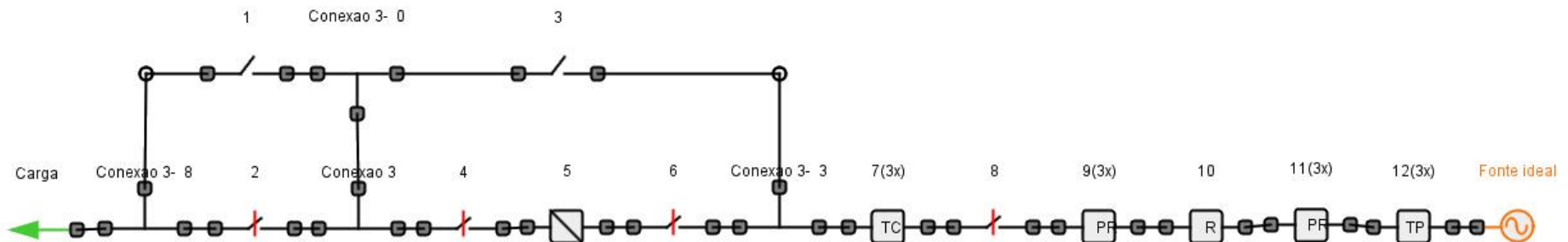


Figura 6.9 Diagrama da Função Transmissão sob análise montado no programa Hydra.

### 6.3.2.2. Análise Manual das Contingências

Para a presente análise, foram observados eventos no barramento conectado à chave 02, nomeado como “B2”, externos à Função Transmissão. Pelo arranjo utilizado, a chave Normalmente Aberta 01 opera fechada quando o barramento B2 está isolado para reparo ou manutenção, dessa forma, contingências envolvendo a chave 01 só seriam avaliadas quando considerado tais eventos neste barramento, como procede pela presente análise.

Para esta análise, foi considerado que a linha de transmissão não poderia operar sem o reator de linha, a falha deste ou algum equipamento de conexão leva ao desligamento da linha de transmissão.

Seguindo os passos descritos no item 5.2.2 - II, foram obtidas as seguintes contingências:

- i. Falha passiva do componente 01 + Reparo do componente “B2”;
- ii. Falha passiva do componente 01 + Manutenção do componente “B2”;
- iii. Falha Passiva do componente 02;
- iv. Falha passiva do componente 03 + Manutenção do componente 05;
- v. Falha passiva do componente 03 + Reparo do componente 05;
- vi. Falha passiva do componente 04;
- vii. Falha ativa do componente 05;
- viii. Falha passiva do componente 06;
- ix. Falha passiva do componente 07;
- x. Falha passiva do componente 08;
- xi. Falha passiva do componente 09;
- xii. Falha passiva do componente 10;
- xiii. Falha passiva do componente 11;
- xiv. Falha passiva do componente 12;

Nas contingências i e v, apesar dos equipamentos 05 e B2 serem chaveáveis, a falha destes é considerada passiva, pois, para que a contingência ocorra, a falha destes deve anteceder à falha do segundo componente envolvido. Neste caso é necessária a reparo de pelo menos um dos componentes para que a disponibilidade da instalação seja restabelecida, configurando assim uma contingência devido a falha passiva de dois componentes, assim como o caso descrito no item 5.2.2 – II - v.

Nota-se que da lista obtida, diferem do relatório obtido pelo programa Hydra os seguintes pontos:

- A falha do disjuntor 05 (vii) é classificada como ativa, ao contrário do programa Hydra, pelo qual é tida como falha passiva;

- As contingências (i), (ii), (iv) e (v) (de segunda ordem envolvendo as chaves 01 e 03), não foram analisadas pelo programa Hydra.

Para o cálculo da taxa de falha, tempo médio e duração da indisponibilidade de cada contingência, são usadas as fórmulas apresentada no item 4.3.3.

A implementação das fórmulas, dados e enumeração dos equipamentos foi feita através de uma série de rotinas e funções elaboradas no programa Matlab, apresentadas no ANEXO C.

As contingências consideradas através da análise descrita e correspondentes valores obtidos estão representados a seguir.

*I. Relacionadas às falhas passivas:*

*i. Falha passiva de um componente*

Tabela 6.10 Contingência referentes à falha passiva de um componente.

Equipamento	Taxa de Falha [falha/ano]	Duração [horas/falha]	Indisponibilidade [horas/ano]
[2]	5,90E-3	24,96	1,47E-1
[4]	5,90E-3	24,96	1,47E-1
[6]	5,90E-3	24,96	1,47E-1
[7(3x)]	1,29E-2	20,90	2,70E-1
[8]	5,90E-3	24,96	1,47E-1
[9(3x)]	4,80E-3	19,55	9,39E-2
[10]	1,97E-2	66,20	1,30
[11(3x)]	4,80E-3	19,55	9,39E-2
[12(3x)]	9,60E-3	26,44	2,538E-1
Total	7,54E-2	34,54	2,60

*ii. Falha passiva de dois componentes*

Tabela 6.11 Contingência referentes à falha passiva de dois componentes.

Equipamento	Taxa de Falha [falha/ano]	Duração [horas/falha]	Indisponibilidade [horas/ano]
[B2*, 1]	1,63E-7	11,10	1,81E-6
[5, 3]	1,39E-6	9,39	1,30E-5
Total	1,55E-6	9,57	1,49E-05

\*B2 – barra externa à FT-EL

iii. Falha passiva de um componente quando outro está em manutenção

Tabela 6.12 Contingência referentes à falha passiva de um componente quando outro está em manutenção.

Equipamento	Taxa de Falha [falha/ano]	Duração [horas/falha]	Indisponibilidade [horas/ano]
[1P, B2*M]	6,00E-6	5,78	3,47E-5
[3P, 5M]	7,91E-6	4,42	3,50E-5
Total	1,39E-5	5,01	6,97E-5

\*B2 – barra externa à FT-LT

II. Relacionadas às falhas ativas:

i. Falha ativa de um componente

Tabela 6.13 Contingências referentes à falha ativa de um componente.

Equipamento	Taxa de Falha [falha/ano]	Duração [horas/falha]	Indisponibilidade [horas/ano]
[5]	2,58E-2	1	2,58E-2
Total	2,58E-2	1	2,58E-2

ii. Falha ativa de um componente quando outro está em reparo

Não encontrada.

iii. Falha ativa de um componente quando outro está em manutenção

Não encontrada.

iv. Falha ativa de um componente e um disjuntor preso

Não encontrada.

Total:

Tabela 6.14 Valores totais calculados para cada contingência considerada.

Taxa de falha total [falhas/ano]	Duração média [horas/falha]	Indisponibilidade total [hora/ano]
1,01E-1	25,9867	2,63

Ao analisarmos os índices totais obtidos pela aplicação do programa Hydra e pela análise “manual”, nota-se um acréscimo dos valores nas taxas de falha e de indisponibilidade na primeira aplicação. Este acréscimo é atribuído à falha do componente 5, tida como passiva e, portanto, naturalmente de maior duração média do que a falha ativa do mesmo componente, resultando em maiores durações de indisponibilidade. As outras contingências obtidas pela análise “manual”, de segunda ordem, não interferem significativamente nos

índices finais por apresentar taxas de falha muito reduzidas e, conseqüentemente, reduzidas durações de indisponibilidade.

### **6.3.3. Avaliação da Confiabilidade Frente ao Cenário Regulatório**

Observando as tabelas com os índices calculados de cada contingência obtida pela análise manual, cada uma das contingências é classificada como *outros desligamentos*, por se tratar de indisponibilidades devido a falhas intempestivas envolvendo equipamentos internos à Função Transmissão.

No caso das contingências i e ii, as quais envolvem o barramento B2 externo à Função Transmissão, os eventos neste componente (reparo e manutenção) são considerados como anteriores à falha do componente integrante à Função Transmissão que ocasiona a indisponibilidade da instalação. O reparo ou manutenção neste barramento, gerando indisponibilidade na Função Transmissão, deve ser considerado separadamente, como indisponibilidade ocasionada em eventos na Função Transmissão do tipo Módulo Geral (MG), com a apuração da indisponibilidade apropriadamente. Este tipo de evento é analisado no item 6.6, quando a Função Transmissão do tipo Módulo Geral (MG) será analisada.

Considerando os critérios para a apuração da Parcela Variável por Indisponibilidade, disposto no item 3.4.1.1, e que a Função Transmissão não possa operar sem o reator de linha, todas as contingências relacionadas pelo método “manual” são consideradas para a apuração da Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI). O somatório apresentado pela Tabela 6.14 representa então a taxa de indisponibilidades e duração total prevista ao ano por *outros desligamentos* desta Função Transmissão.

Como não há o acesso ao CPST da concessão a qual a Função Transmissão sob análise pertença, será desconsiderada a utilização de equipamentos reserva.

A Função Transmissão, assim como verificado na etapa I, consiste em instalações autorizadas por resolução do ano de 2002, às instalações não licitadas. São, portanto, anteriores à Resolução nº 270/2007. A esta instalação é estabelecida um *padrão de duração de desligamentos*, que, para sua família de equipamentos (230 kV) corresponde a 1,5 horas por ano para *outros desligamentos* e um *padrão de frequência de outros desligamentos* de 3 desligamentos por ano.

Pelos valores totais dispostos na Tabela 6.14, o *padrão de duração de desligamentos* de 1,5 horas/ano é ultrapassado (valor estimado obtido: 2,6303 horas/ano). O *padrão de frequência de outros desligamentos*, entretanto, de 3 desligamentos ao ano não é violado (valor estimado obtido: 0,101 desligamentos/ano).

Uma vez violado o *padrão de duração de desligamentos*, a Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) é aplicada. Esta, para este caso, pode ser aplicada assumindo duas hipóteses:

- a. O tempo de franquia de *Outros Desligamentos* já tenha sido alcançado no 11º mês;
- b. O tempo de franquia de *Outros Desligamentos* não tenha sido alcançado no 11º mês;

Para a primeira hipótese, o somatório da duração de *Outros Desligamentos* a compor o cálculo da PVI, apresentado por (3.1), será o ocorrido no 12º mês. Para tanto foi feita a média de *Outros Desligamentos* por mês, sendo um duodécimo da indisponibilidade por ano prevista, ou seja:

$$\frac{\text{Deslig}}{\text{mês}} = \frac{2,6303 \frac{\text{horas}}{\text{ano}}}{12 \frac{\text{mês}}{\text{ano}}} = 0,21919 \frac{\text{horas}}{\text{mês}} = 13,15 \frac{\text{min}}{\text{mês}}$$

No 11º mês teríamos um total de 2,411 horas de desligamentos, a franquia de (1,5 horas/ano) já teria sido ultrapassada, assim como sugere a hipótese.

O valor utilizado para o cálculo da PVI é a duração de minutos completos no mês de ocorrência, ou seja, 13 minutos.

Vale ressaltar a necessidade de observar se o somatório da duração de *outros desligamentos*, neste caso de 13 minutos, ultrapassa os 300 minutos estabelecidos para o fator *Ko*, assim como disposto no item 3.4.1. Caso a duração ultrapasse 300 minutos, serão usados os dois fatores em (3.1), o fator *Ko* multiplicará os 300 primeiros minutos e o fator *Kp* aos minutos restantes do somatório da duração.

Considerando um mês de 31 dias, para o fator *Ko* de 150 (correspondente ao tipo de Função Transmissão e família de equipamento na Tabela 3.1) e o Pagamento Base total da Função Transmissão (1.536.010,95 reais), o valor do desconto calculado por (3.1) é de 67.097,25 reais, que representa 4,37% do Pagamento Base total da Função Transmissão.

Para a segunda hipótese, o valor a ser contabilizado no cálculo da PVI é a diferença do somatório do desligamento ocorrido no mês (2,6303 horas) do padrão proposto (1,5 horas). Contabilizando os minutos completos, ou seja, 67 min., o valor do desconto calculado por (3.1) foi de 345.808,92 reais, representando 22,51% do Pagamento Base total da Função Transmissão.

É importante ressaltar que os valores da PVI obtidos correspondem às indisponibilidades causadas por eventos envolvendo parte apenas da Função Transmissão

considerada como pertencente à concessão de interesse. Como proposto, as demais instalações desta Função Transmissão consistem em equipamentos de outra concessão. Os descontos referentes à indisponibilidade envolvendo eventos nestas instalações, pertencentes à outra concessão, serão aplicadas à concessionária de transmissão responsável, assim como disposto no item 3.4.1.1 – II - i.

## 6.4. Aplicação de Metodologia à Função Transmissão do Tipo Transformação (TR)

### 6.4.1. Descrição da Função Transmissão (FT):

#### i. Descrição dos módulos integrantes:

Na Tabela 6.15 estão representados todos os módulos que compõe a Função Transmissão.

Tabela 6.15 Descrição dos módulos da FT - TR sob análise.

Módulo	Qtde.	Tensão	Tipo	OBS.
Conexão de Transformador (CT)	1	230 kV	Barra Dupla - 5 chaves	-
Transformador	1	230/12,3 kV	-	-
Conexão de Transformador (CT)	1	230 kV	Barra Simples	-

#### ii. Representação do Diagrama Unifilar;

Na Figura 6.10 está representado o diagrama unifilar da Função Transmissão – Transformação sob análise.

Os números em parênteses representam a quantidade de equipamentos na instalação

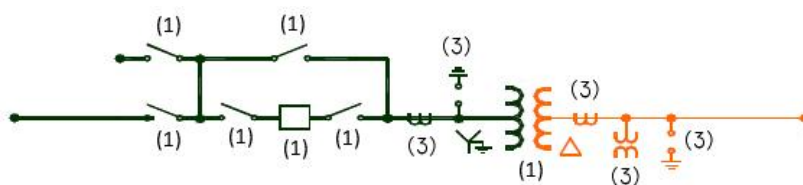


Figura 6.10 Diagrama unifilar da FT - TR sob análise.

#### iii. Identificação do tipo de Função Transmissão e família de equipamentos a qual se enquadra;

O tipo de Função Transmissão já foi identificado e consiste no tipo Transformação (TR), de acordo com a Tabela 2.1. De acordo com a Tabela 3.1, se enquadra na família de equipamento de “≤ 354 kV”.

#### iv. Classificação dos equipamentos da Função Transmissão quanto a equipamentos principais e complementares;



Neste caso, o transformador de potência representa o equipamento principal e os módulos de conexão representam seus equipamentos complementares.

*v. Levantamento do Pagamento Base (PB) da Função Transmissão;*

Baseado nas informações contidas na [19], teremos a seguinte relação do Pagamento Base (PB) de cada módulo relacionado no item i, apresentada na Tabela 6.16.

Tabela 6.16 Relação do PB de cada módulo da FT sob análise.

Módulo	Qtde.	PB (Reais)
CT – 230 kV	1	19.744,51
T	1	17.381,26
CT – 13,8 kV	1	1.688,31

Dessa forma o Pagamento Base total da Função Transmissão será o somatório do Pagamento Base de todos os módulos integrantes, neste caso o valor será de 38.814,07 reais mensais.

*vi. Levantamento das informações referentes à outorga a qual a Função Transmissão se encontra;*

De acordo com [19], toda a instalação da Função Transmissão sob análise correspondem a instalações do sistema existente, ou seja, concessões não licitadas.

*vii. Verificação (se possível) da existência de equipamentos reservas registrados no CPST;*

Como não há acesso ao CPST, não há como verificar a existências de equipamentos reservas. Estes, portanto, serão desconsiderados.

*viii. Levantamento dos dados de confiabilidade dos equipamentos;*

Foram usados dados típicos de taxa de falha ativa e passiva, respectivas durações médias para reparo e chaveamento, dados de manutenção dos equipamentos e probabilidade de disjuntor preso obtidos em [13], [20] e [21], representados na Tabela 6.17. Nas fontes mencionadas, entretanto, o menor nível de tensão de certos equipamentos é de 230 kV. Foram assumidos então os mesmos dados de confiabilidade de equipamentos de nível de tensão de 230 kV para equipamentos nível de tensão inferior, como é o caso dos Transformadores de Corrente (TC), Transformadores de Potencial (TP) e Para-Raios de 13,8 kV da instalação.

Tabela 6.17 Dados típicos utilizados para aplicação da metodologia sobre a FT escolhida.

Componente	Taxa de Falha Passiva (falhas/ano)	Duração Média da Saída (horas/falha)	Manutenção (manut./ano) (horas/manut.)		Taxa de Falhas Ativas (falhas/ano)	Tempo de Chaveamento (horas/falha)
Chave	5,90E-3	24,96	0,25	4,00	5,36E-4	3,00
Disjuntor	5,16E-2	15,04	0,25	12,00	2,58E-2	1,00
Transformador	3,89E-2	311,10	0,50	48,00	3,89E-2	1,00
Transformador de Corrente (TC)	4,30E-3	20,90	0,25	6,00	4,30E-3	3,00
Transformador de Potencial (TP)	3,20E-3	26,44	0,25	6,00	3,20E-3	3,00
Para-Raio	1,60E-3	19,55	0,25	4,00	1,60E-3	1,00

OBS.: Todos os equipamentos têm o nível de tensão de 230 kV. Para os equipamentos de nível de tensão inferior a 230 kV foram assumidos os mesmos dados dos equipamentos deste nível de tensão.

## 6.4.2. Obtenção das Indisponibilidades da Função Transmissão (FT):

Nesta etapa serão utilizados os dois métodos possíveis, ou seja, a aplicação do programa Hydra, obtendo assim o relatório emitido pelo mesmo com as contingências e respectivos índices, e a análise “manual” das contingências para o posterior cálculo dos respectivos índices.

Pelo arranjo utilizado em um dos módulos de conexão ser semelhante ao da Função Transmissão do Tipo Linha de Transmissão analisado, é previsto que as mesmas limitações sejam novamente constatadas.

### 6.4.2.1. Aplicação do Programa Computacional Hydra

Para facilitar a representação da instalação no programa Hydra, cada equipamento foi enumerado assim como apresentado na Figura 6.11. Esta enumeração será utilizada adiante para a designação de cada equipamento.

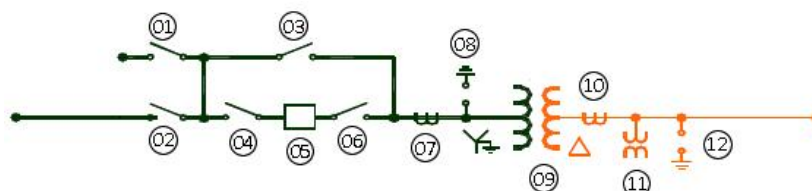


Figura 6.11 Diagrama da Função Transmissão com equipamentos enumerados.

Para a representação do diagrama no programa Hydra, os equipamentos 07, 08, 10, 11 e 12, presentes em cada fase da instalação, foram representados como um único equipamento, com seus índices adaptados, assim como salientado no item 5.2.2 - I - ii. Para

fins de confiabilidade, estes equipamentos estão associados em série, considerando que a falha de algum deles ocasione a falha do segmento onde estão localizados os equipamentos.

O diagrama montado no programa e o relatório emitido estão apresentados pela Figura 6.12 e Tabela 6.18 à Tabela 6.23.

Ao examinar este relatório, verifica-se a ausência das contingências envolvendo as chaves Normalmente Abertas 02 e 03, semelhantemente ao verificado na aplicação do programa para a Função Transmissão do tipo Linha de Transmissão. O arranjo da instalação de conexão é a mesma (barra dupla a 5 chaves), assim como a função das chaves citadas.

Foi utilizada então a análise “manual” desenvolvida, a fim de se realizar uma análise mais adequada.

#### **6.4.2.2. Análise Manual das Contingências**

Para a presente análise, foram observados eventos no barramento conectado à chave 01, nomeado como “B1”, externos à Função Transmissão. Pelo arranjo utilizado, a chave Normalmente Aberta 02 opera fechada quando o barramento B1 está isolado para reparo ou manutenção, dessa forma, contingências envolvendo a chave 02 só seriam avaliadas quando considerados tais eventos neste barramento, como procede pela presente análise.

Seguindo os passos descritos no item 5.2.2 - II, foram obtidas as seguintes contingências:

- i. Falha passiva do componente 01
- ii. Falha passiva do componente 02 + Reparo do componente “B1”;
- iii. Falha passiva do componente 02 + Manutenção do componente “B1”;
- iv. Falha passiva do componente 03 + Manutenção do componente 05;
- v. Falha passiva do componente 03 + Reparo do componente 05;
- vi. Falha passiva do componente 04;
- vii. Falha ativa do componente 05;
- viii. Falha passiva do componente 06;
- ix. Falha passiva do componente 07;
- x. Falha passiva do componente 08;
- xi. Falha passiva do componente 09;
- xii. Falha passiva do componente 10;
- xiii. Falha passiva do componente 11;
- xiv. Falha passiva do componente 12;

RELATÓRIO DE CASO\_TR

Risco de Falha por saída:

Tabela 6.18 Contingências Passivas para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade (h)
[1]	5,90E-3	24,96	1,47E-1
[4]	5,90E-3	24,96	1,47E-1
[5]	5,16E-2	15,04	7,76E-1
[6]	5,90E-3	24,96	1,47E-1
[7(3x)]	1,29E-2	20,90	2,69E-1
[8(3x)]	4,80E-3	19,55	9,38E-2
[9]	3,89E-2	311,10	1,21E1
[10(3x)]	1,29E-2	20,90	2,69E-1
[11(3x)]	9,60E-3	26,44	2,53E-1
[12(3x)]	4,80E-3	19,55	9,38E-2
Total	1,53E-1	93,34	1,43E1

Tabela 6.19 Contingências Passivas mais Manutenção para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade (h)
Total	0E0	0	0E0

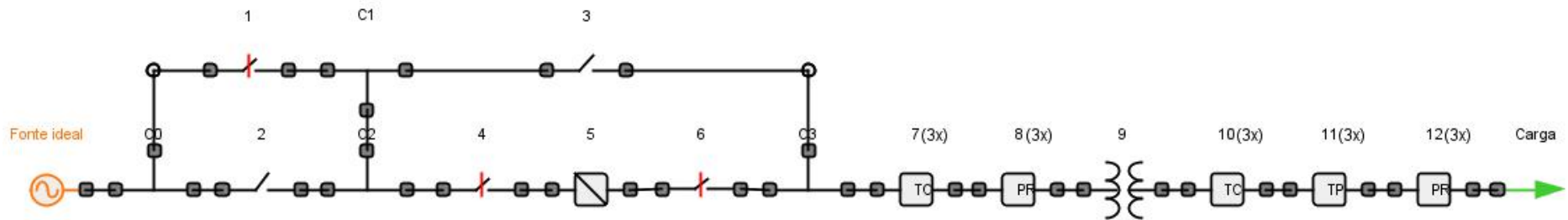


Figura 6.12 Diagrama da Função Transmissão sob análise montado no programa Hydra.

Tabela 6.20 Contingências Ativas mais Passiva para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade (h)
Total	0E0	0	0E0

Tabela 6.21 Contingências Ativas mais Manutenção para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade (h)
Total	0E0	0	0E0

Tabela 6.22 Contingências Ativas mais Disjuntor Preso para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade (h)
Total	0E0	0	0E0

Tabela 6.23 Índices totais

Taxa de Falha (f/ano)	Duração (horas)	Indisponibilidade (horas)
1,53E-1	93,34	1,43E1

Nas contingências ii e v, apesar dos equipamentos 05 e B1 serem chaveáveis, a falha destes é considerada passiva, pois, para que a contingência ocorra, a falha destes deve anteceder à falha do segundo componente envolvido. Neste caso é necessária o reparo de pelo menos um dos componentes para que a disponibilidade da instalação seja restabelecida, configurando assim uma contingência devido a falha passiva de dois componentes, assim como o caso descrito no item 5.2.2 – II - v.

Assim como no caso da Função Transmissão do tipo Linha de Transmissão, nota-se que da lista obtida, difere do relatório obtido pelo programa Hydra os seguintes pontos:

- A falha do disjuntor 05 (vii) é classificada como ativa, ao contrário do programa Hydra, pelo qual é tida como falha passiva;

- As contingências ii a v (de segunda ordem envolvendo as chaves 02 e 03), não foram analisadas pelo programa Hydra.

Para o cálculo da taxa de falha, tempo médio e duração da indisponibilidade de cada contingência, são usadas as fórmulas apresentada no item 4.3.3.

A implementação das fórmulas, dados e enumeração dos equipamentos foi feita através de uma série de rotinas e funções elaboradas no programa Matlab, apresentadas no ANEXO C.

As contingências consideradas através da análise descrita e correspondentes valores obtidos estão representados a seguir.

*I. Relacionadas às falhas passivas:*

*i. Falha passiva de um componente*

Tabela 6.24 Contingência referentes à falha passiva de um componente.

Equipamento	Taxa de Falha [falha/ano]	Duração [horas/falha]	Indisponibilidade [horas/ano]
[1]	5,90E-3	24,96	1,47E-1
[4]	5,90E-3	24,96	1,47E-1
[6]	5,90E-3	24,96	1,47E-1
[7(3x)]	1,29E-2	20,90	2,69E-1
[8(3x)]	4,80E-3	19,55	9,38E-2
[9]	3,89E-2	311,10	1,21E+1
[10(3x)]	1,29E-2	20,90	2,69E-1
[11(3x)]	9,60E-3	26,44	2,54E-1
[12(3x)]	4,80E-3	19,55	9,38E-2
Total	1,02E-1	133,11	13,52

ii. Falha passiva de dois componentes

Tabela 6.25 Contingência referentes à falha passiva de dois componentes.

Equipamento	Taxa de Falha [falha/ano]	Duração [horas/falha]	Indisponibilidade [horas/ano]
['B1', 2]	1,63E-7	11,10	1,81E-6
[5, 3]	1,39E-6	9,39	1,30E-5
Total	1,55E-6	9,57	1,49E-05

iii. Falha passiva de um componente quando outro está em manutenção

Tabela 6.26 Contingência referentes à falha passiva de um componente quando outro está em manutenção.

Equipamento	Taxa de Falha [falha/ano]	Duração [horas/falha]	Indisponibilidade [horas/ano]
[2P, 'B1'M]	6,00E-6	5,78	3,47E-5
[3P, 5M]	7,91E-6	4,42	3,50E-5
Total	1,39E-5	5,01	6,97E-5

\*B2 – barra externa à FT-EL

II. Relacionadas às falhas ativas:

i. Falha ativa de um componente

Tabela 6.27 Contingência referentes à falha ativa de um componente.

Equipamento	Taxa de Falha [falha/ano]	Duração [horas/falha]	Indisponibilidade [horas/ano]
[5]	2,58E-2	1	2,58E-2
Total	2,58E-2	1	2,58E-2

ii. Falha ativa de um componente quando outro está em reparo

Não encontrada.

iii. Falha ativa de um componente quando outro está em manutenção

Não encontrada.

iv. Falha ativa de um componente e um disjuntor preso

Não encontrada.

Total:

Tabela 6.28 Valores totais calculados para cada contingência considerada.

Taxa de falha total [falhas/ano]	Duração média [horas/falha]	Indisponibilidade total [hora/ano]
1,27E-1	106,35	13,55

Ao analisarmos os índices totais obtidos pela aplicação do programa Hydra e pela análise “manual”, semelhantemente ao caso da Função Transmissão do tipo Linha de Transmissão, nota-se um acréscimo dos valores nas taxas de falha e de indisponibilidade nos resultados obtidos pelo programa Hydra. Este acréscimo é atribuído à falha do componente 5, tida como passiva e, portanto, naturalmente de maior duração média do que a falha ativa do mesmo componente, resultando em maiores durações de indisponibilidade. As outras contingências obtidas pela análise “manual”, de segunda ordem, não interferem significativamente nos índices finais por apresentar taxas de falha muito reduzidas e, conseqüentemente, reduzidas durações de indisponibilidade.

### **6.4.3. Avaliação da Confiabilidade Frente ao Cenário Regulatório**

Observando as tabelas com os índices calculados de cada contingência obtida pela análise “manual”, cada uma das contingências é classificada como *outros desligamentos*, por se tratar de indisponibilidades devido a falhas intempestivas envolvendo equipamentos internos à Função Transmissão.

Assim como no caso da Função Transmissão do tipo Linha de Transmissão analisada, as contingências ii e iii, envolvendo o barramento B1 externo à Função Transmissão, os eventos neste componente (reparo e manutenção) são considerados como anteriores à falha do componente integrante à Função Transmissão que ocasiona a indisponibilidade da instalação. O reparo ou manutenção neste barramento, gerando indisponibilidade na Função Transmissão, deve ser considerado separadamente, como indisponibilidade ocasionada em eventos na Função Transmissão do tipo Módulo Geral (MG), com a apuração da indisponibilidade apropriadamente. Este tipo de evento é analisado no item 6.6, quando a Função Transmissão do tipo Módulo Geral (MG) será analisada.

Considerando os critérios para a apuração da Parcela Variável por Indisponibilidade, disposto no item 3.4.1.1, e que no caso de falha do equipamento principal (transformador), este não será substituído por um outro reserva, todas as contingências relacionadas pelo método “manual” são consideradas para a apuração da Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI). O somatório apresentado pela Tabela 6.14 representa então a taxa de indisponibilidades e duração total prevista ao ano por *outros desligamentos* desta Função Transmissão.

A Função Transmissão, assim como verificado na etapa I, consiste em instalações do sistema existente, ou seja, concessões não licitadas. A esta instalação é estabelecida um *padrão de duração de desligamentos*, que, para sua família de equipamentos ( $\leq 354$  kV)

corresponde a apenas 1 hora por ano para *outros desligamentos* e um *padrão de frequência de outros desligamentos* de 1 desligamento por ano.

Pelos valores totais dispostos na Tabela 6.14, o *padrão de duração de desligamentos* de 1 hora/ano é ultrapassado (valor estimado obtido: 13,55 horas/ano). O *padrão de frequência de outros desligamentos*, entretanto, de 1 desligamento ao ano não é violado (valor estimado obtido: 0,127 desligamentos/ano).

Uma vez violado o *padrão de duração de desligamentos*, a Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) é aplicada. Esta, para este caso, pode ser aplicada assumindo duas hipóteses:

- a. O tempo de franquia de *Outros Desligamentos* já tenha sido alcançado no 11º mês;
- b. O tempo de franquia de *Outros Desligamentos* não tenha sido alcançado no 11º mês;

Para a primeira hipótese, o somatório da duração de Outros Desligamentos a compor o cálculo da PVI, apresentado por (3.1), será o ocorrido no 12º mês. Para tanto foi feita a média de Outros Desligamentos por mês, sendo um duodécimo da indisponibilidade por ano prevista, ou seja:

$$\frac{Deslig}{mês} = \frac{13,5503 \frac{horas}{ano}}{12 \frac{mês}{ano}} = 1,1292 \frac{horas}{mês} = 67,75 \frac{min}{mês}$$

No 11º mês teríamos um total de 12,42 horas de desligamentos, a franquia de (1 hora/ano) já teria sido ultrapassada, assim como sugere a hipótese.

O valor utilizado para o cálculo da PVI é a duração de minutos completos no mês de ocorrência, ou seja, 67 minutos. Neste caso, não são ultrapassados os 300 minutos do fator  $K_o$  e este, portanto, será utilizado para o cálculo.

Considerando um mês de 31 dias, para o fator  $K_o$  de 150 (correspondente ao tipo de Função Transmissão e família de equipamento na Tabela 3.1) e o Pagamento Base total da Função Transmissão (38.814,07 reais), o valor do desconto calculado de acordo com (3.1) é de 8.738,38 reais, que representa 22,51% do Pagamento Base total da Função Transmissão.

Para a segunda hipótese, o valor a ser contabilizado no cálculo da PVI é a diferença do somatório do desligamento ocorrido no mês (13,55 horas) do padrão proposto (1 hora). Contabilizando os minutos completos, ou seja, 753 min., vemos que os 300 minutos para a utilização do fator  $K_o$  são ultrapassados. Neste caso, este fator é utilizado no cálculo da PVI para os 300 primeiros minutos, para os minutos restantes (753-300=453 min.), o fator  $K_p$  correspondente (igual a 10 de acordo com a Tabela 3.1) é utilizado.



Sendo assim, o valor do desconto calculado de acordo com (3.1) foi de 43.065,88 reais, representando 110,95% do Pagamento Base total da Função Transmissão.

Assim como apresentado no item 3.4.3, neste caso, por ultrapassar 50% do Pagamento Base da Função Transmissão, o valor a ser descontado no mês corresponde ao valor de 50% do Pagamento Base da FT, sendo o restante deslocado para os meses seguintes.

Devido à grande porcentagem da PVI em função do Pagamento Base da Função Transmissão, os valores deslocados são divididos nos meses seguintes, sem ultrapassar o limite de 50% referido em cada mês. Teremos assim o desconto dividido em 3 meses consecutivos assim como apresentado na Tabela 6.29.

Tabela 6.29 Deslocamento da PVI nos meses seguintes ao apurado devido à limitação da aplicação mensal de 50%.

Mês	PVI		
	% PB	Valor em Reais	Acumulado p/ mês seguinte
Mês corrente (0)	50,00	19.407,04	23.658,85
1	50,00	19.407,04	4.251,81
2	10,95	4.251,81	-
Total	110,95	43.065,88	-

Em função ainda da grande porcentagem da PVI, o limite deste sobre o somatório do Pagamento Base no período móvel de 12 meses da Função Transmissão deve ser investigado, assim como disposto no item 3.4.3 - III. Neste caso, o valor da PVI chega a 9,25% do somatório, não ultrapassando o limite estabelecido de 25%.

## 6.5. Aplicação de Metodologia à Função Transmissão do Tipo Controle de Reativo (CR)

### 6.5.1. Descrição da Função Transmissão (FT):

#### i. Descrição dos módulos integrantes:

Na Tabela 6.30 estão representados todos os módulos que compõem a Função Transmissão.

Tabela 6.30 Descrição dos módulos da FT - CR sob análise.

Módulo	Qtde.	Tensão	Tipo	OBS.
Compensador Estático (CE)	1	12,3 kV	-	-
Conexão de compensador (CC)	3	12,3 kV	Barra Simples	-

#### ii. Representação do Diagrama Unifilar;

Na Figura 6.13 está representado o diagrama unifilar da Função Transmissão – Controle de Reativo sob análise.

Os números em parênteses representam a quantidade de equipamentos na instalação. Nesta representação, a instalação que corresponde ao compensador estático é considerada como um único equipamento.

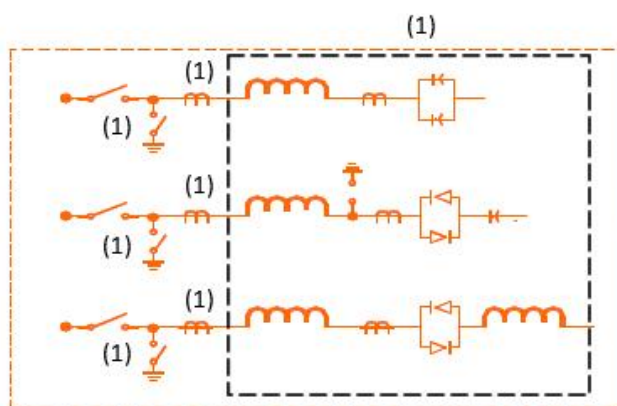


Figura 6.13 Diagrama unifilar da FT - CR sob análise.

*iii. Identificação do tipo de Função Transmissão e família de equipamentos a qual se enquadra;*

O tipo de Função Transmissão já foi identificado e consiste no tipo Controle de Reativo (CR), de acordo com a Tabela 2.1.

De acordo com a Tabela 3.1, há apenas uma família de equipamento para este tipo de Função Transmissão, independente do nível de tensão da instalação.

*iv. Classificação dos equipamentos da Função Transmissão quanto a equipamentos principais e complementares;*

Neste caso, o compensador estático representa o equipamento principal e as instalações de conexões representam os equipamentos complementares.

*v. Levantamento do Pagamento Base (PB) da Função Transmissão;*

Baseado nas informações contidas na [19], teremos a seguinte relação do Pagamento Base (PB) de cada módulo relacionado no item i, apresentada na Tabela 6.31.

Tabela 6.31 Relação do PB de cada módulo da FT sob análise.

Módulo	Qtde.	PB (Reais)
CE – 12,3 kV	1	172.941,83
CC -12,3 kV	3	5.064,62

Dessa forma o Pagamento Base total da Função Transmissão será o somatório do Pagamento Base de todos os módulos integrantes, neste caso o valor será de 178.006,76 reais mensais.

*vi. Levantamento das informações referentes à outorga a qual a Função Transmissão se encontra;*

De acordo com [19], toda a instalação da Função Transmissão sob análise correspondem a instalações do sistema existente, ou seja, concessões não licitadas.

*vii. Verificação (se possível) da existência de equipamentos reservas registrados no CPST;*

Como não há acesso ao CPST, não há como verificar a existências de equipamentos reservas. Estes, portanto, serão desconsiderados.

*viii. Levantamento dos dados de confiabilidade dos equipamentos;*

Foram usados dados típicos de taxa de falha ativa e passiva, respectivas durações médias para reparo e chaveamento, dados de manutenção dos equipamentos e probabilidade de disjuntor preso obtidos em [13], [20] e [21], representados na Tabela 6.32.

Como dito anteriormente, nas referências citadas, o menor nível de tensão de certos equipamentos é de 230 kV. Foram assumidos então os mesmos dados de confiabilidade de equipamentos de nível de tensão de 230 kV para equipamentos de nível de tensão inferior, como é o caso dos Transformadores de Corrente e Chaves de 13,8 kV da instalação. Para a chave com lâmina de terra será utilizado os mesmos dados típicos de chaves.

Tabela 6.32 Dados típicos utilizados para aplicação da metodologia sobre a FT escolhida.

Componente	Taxa de Falha Passiva (falhas/ano)	Duração Média da Saída (horas/falha)	Manutenção (manut. /ano) (horas/manut.)		Taxa de Falhas Ativas (falhas/ano)	Tempo de Chaveamento (horas/falha)
Chave	5,90E-3	24,96	0,25	4,00	5,36E-4	3,00
Compensador Estático (*)	2,21	23,10	0,50	48,0	2,21	2,00
Transformador de Corrente (TC)	4,30E-3	20,90	0,25	6,00	4,3E-3	3,00

OBS.: Os dados de chave e TC apresentados correspondem aos dados destes equipamentos para o nível de tensão de 230 kV, por não haver os dados correspondentes ao nível de tensão de 13,8 kV dos equipamentos.

## 6.5.2. Obtenção das Indisponibilidades da Função Transmissão (FT):

Como não há na instalação da Função Transmissão sob análise manobras de equipamentos dinâmicos associados com eventos específicos ou eventos em equipamentos externos à Função Transmissão, limitações constatadas para a aplicação do programa Hydra, este será usado unicamente para a obtenção das contingências e respectivos índices da instalação.

### 6.5.2.1. Aplicação do Programa Computacional Hydra

Para facilitar a representação da instalação no programa Hydra, cada equipamento foi enumerado assim como apresentado na Figura 6.14. Esta enumeração será utilizada adiante para a designação de cada equipamento.

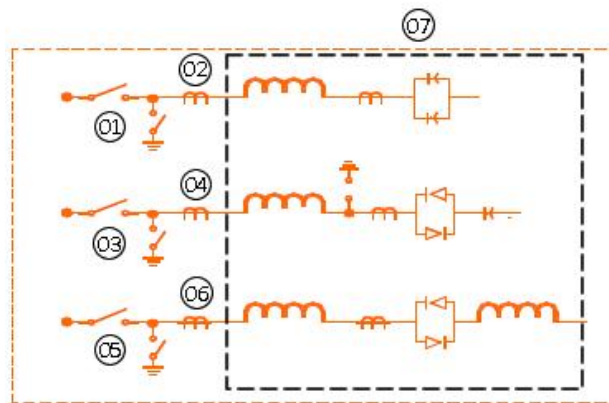


Figura 6.14 Diagrama da Função Transmissão com equipamentos enumerados.

Para a representação do diagrama no programa Hydra, os equipamentos 01, 03, 05, e 02, 04, 06, foram representados como um único equipamento cada, com seus índices adaptados, assim como salientado no item 5.2.2 - I - ii. Para fins de confiabilidade, estes equipamentos estão associados em série, considerando que a falha de algum deles ocasiona a falha do segmento onde estão localizados estes equipamentos.

O diagrama montado no programa e o relatório emitido estão apresentados pela Figura 6.15 e Tabela 6.33 à Tabela 6.38.

## 6.5.3. Avaliação da Confiabilidade Frente ao Cenário Regulatório

Observando a Tabela 6.33 com os índices calculados de cada contingência obtida pelo programa Hydra, cada uma das contingências é classificada como *outros desligamentos*, por se tratar de indisponibilidades devido a falhas intempestivas envolvendo equipamentos internos à Função Transmissão.

## RELATÓRIO DE CASO\_CR

Risco de Falha por saída:

Tabela 6.33 Contingências Passivas para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (horas)	Indisponibilidade (h)
[1, 3, 5]	1,77E-2	24,96	4,42E-1
[2, 4, 6]	1,29E-2	20,90	2,70E-1
[7]	2,21E0	23,10	5,11E1
<b>Total</b>	<b>2,24E0</b>	<b>23,10</b>	<b>5,18E1</b>

Tabela 6.34 Contingências Passivas mais Manutenção para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade (h)
<b>Total</b>	<b>0E0</b>	<b>0</b>	<b>0E0</b>

Tabela 6.35 Contingências Ativas mais Passiva para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade (horas)
<b>Total</b>	<b>0E0</b>	<b>0</b>	<b>0E0</b>

Tabela 6.36 Contingências Ativas mais Manutenção para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade (h)
<b>Total</b>	<b>0E0</b>	<b>0</b>	<b>0E0</b>

Tabela 6.37 Contingências Ativas mais Disjuntor Preso para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade (h)
<b>Total</b>	<b>0E0</b>	<b>0</b>	<b>0E0</b>

Tabela 6.38 Índices totais para a Carga

Taxa de Falha (f/ano)	Duração (horas)	Indisponibilidade (horas)
<b>2,24</b>	<b>23,10</b>	<b>51,8</b>

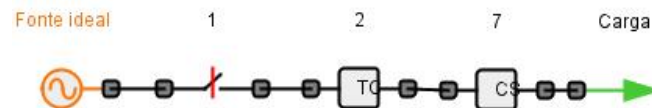


Figura 6.15 Diagrama da Função Transmissão sob análise montado no programa Hydra.

Considerando os critérios para a apuração da Parcela Variável por Indisponibilidade, disposto no item 3.4.1.1, todas as contingências relacionadas são consideradas para a apuração da Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI). O somatório apresentado pela Tabela 6.38 representa então a taxa de indisponibilidades e duração total prevista ao ano por *outros desligamentos* desta Função Transmissão.

A Função Transmissão, assim como verificado na etapa I, consiste em instalações do sistema existente, ou seja, concessões não licitadas. A esta instalação é estabelecida um *padrão de duração de desligamentos*, que corresponde a 19,17 horas por ano para *outros desligamentos* e um *padrão de frequência de outros desligamentos* de 3 desligamentos por ano.

Pelos valores totais dispostos na Tabela 6.38, o *padrão de duração de desligamentos* de 19,17 hora/ano é ultrapassado (valor estimado obtido: 51,83 horas/ano). O *padrão de frequência de outros desligamentos*, entretanto, de 3 desligamentos ao ano não é violado (valor estimado obtido: 2,24 desligamentos/ano).

Uma vez violado o *padrão de duração de desligamentos*, a Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) é aplicada. Esta, para este caso, pode ser aplicada assumindo duas hipóteses:

- a. O tempo de franquia de *Outros Desligamentos* já tenha sido alcançado no 11º mês;
- b. O tempo de franquia de *Outros Desligamentos* não tenha sido alcançado no 11º mês;

Para a primeira hipótese, o somatório da duração de Outros Desligamentos a compor o cálculo da PVI, apresentado por (3.1), será o ocorrido no 12º mês. Para tanto foi feita a média de Outros Desligamentos por mês, sendo um duodécimo da indisponibilidade por ano prevista, ou seja:

$$\frac{\text{Deslig}}{\text{mês}} = \frac{51,827 \frac{\text{horas}}{\text{ano}}}{12 \frac{\text{mês}}{\text{ano}}} = 4,32 \frac{\text{horas}}{\text{mês}} = 259,135 \frac{\text{min}}{\text{mês}}$$

No 11º mês teríamos um total de 47,51 horas de desligamentos, a franquia de (19,17 hora/ano) já teria sido ultrapassada, assim como sugere a hipótese.

O valor utilizado para o cálculo da PVI é a duração de minutos completos no mês de ocorrência, ou seja, 259,13 minutos. Neste caso, não são ultrapassados os 300 minutos do fator *Ko* e este, portanto, será utilizado para o cálculo.

Considerando um mês de 31 dias, para o fator *Ko* de 150 (correspondente ao tipo de Função Transmissão e família de equipamento na Tabela 3.1) e o Pagamento Base total da

Função Transmissão (178.006,76 reais), o valor do desconto calculado de acordo com (3.1) é de 154.918,51 reais, que representa 87,03% do Pagamento Base total da Função Transmissão.

Neste caso a porcentagem máxima de desconto pela PVI de 50% do Pagamento Base total da Função Transmissão é ultrapassada, sendo deslocado o restante para o mês seguinte. Teremos a divisão do valor da PVI calculado dividido pelos meses de acordo com o apresentado na Tabela 6.39.

Tabela 6.39 Deslocamento da PVI nos meses seguintes ao apurado devido à limitação da aplicação mensal de 50%.

Mês	PVI		
	% PB	em Reais	Acumulado p/ mês seguinte
Mês corrente (0)	50	89.003,38	65.915,14
1	37,03	65.915,14	-
Total	87,03	154.918,51	-

Para a segunda hipótese, o valor a ser contabilizado no cálculo da PVI é a diferença do somatório do desligamento ocorrido no mês (51,827 horas) do padrão proposto (19,17 hora). Contabilizando os minutos completos, ou seja, 1.959,423 min., vemos que os 300 minutos para a utilização do fator  $K_o$  são ultrapassados. Neste caso, este fator é utilizado no cálculo da PVI para os 300 primeiros minutos, para os minutos restantes (1959,423-300=1659,423 min.), o fator  $K_p$  correspondente (igual a 7,5 de acordo com a Tabela 3.1) é utilizado.

De acordo com (3.1), o valor do desconto calculado foi de 229.058,09 reais, representando 128,68% do Pagamento Base total da Função Transmissão e 10,72% do somatório do Pagamento Base desta no período contínuo de 12 meses, ultrapassando o limite de 50% de aplicação mensal.

Assim como apresentado no item 3.4.3, neste caso, o valor a ser descontado no mês corresponde ao valor de 50% do Pagamento Base da FT, sendo deslocado o restante para os meses seguintes.

Devido à grande porcentagem da PVI em função do Pagamento Base da Função Transmissão, os valores deslocados são divididos nos meses seguintes, sem ultrapassar o limite de 50% referido. Teremos assim o desconto dividido em 3 meses consecutivos assim como apresentado na Tabela 6.40.

Tabela 6.40 Deslocamento da PVI nos meses seguintes ao apurado devido à limitação da aplicação mensal de 50%.

Mês	PVI		
	% PB	em Reais	Acumulado p/ mês seguinte
Mês corrente (0)	50	89.003,38	140.054,71
1	50	89.003,38	51.051,33
2	28,67943548	51.051,33	-
Total	128,68	229.058,09	-

## 6.6. Aplicação de Metodologia à Função Transmissão do Tipo Módulo Geral (MG)

### 6.6.1. Descrição da Função Transmissão (FT):

#### *i. Descrição dos módulos integrantes:*

Na Tabela 6.41 estão representados todos os módulos que compõe a Função Transmissão. Vale ressaltar que o Módulo Geral não se restringe aos barramentos representados na Figura 6.6, sua composição é definida no Capítulo 2, item 2.3.1, abrangendo desde a malha de terra ao embritamento da subestação. Para a análise da confiabilidade como proposto, tais itens não são representados.

Outro ponto é a inclusão do módulo de interligação de Barramento de 138 kV na relação da tabela referida e não representado na Figura 6.6. Este módulo, junto com a interligação de Barramento de 230 kV e o Módulo Geral Médio (MGM) compõe uma única Função Transmissão do tipo Módulo Geral (MG) da subestação, esta característica pode ser observada no exemplo oferecido no item 2.4. Entretanto, como salientado no item 6.2.1 - IV, não há como realizar uma análise conjunta de todas as instalações que compõem o Módulo Geral da subestação, sendo os barramentos de mesmo nível de tensão, junto com suas interligações de barramento, analisados separadamente.

Neste caso, foram escolhidos os barramentos e interligações de barramento de maior nível de tensão para a análise da confiabilidade. Ainda assim, para a aplicação da Parcela Variável, o valor contabilizado do Pagamento Base total da Função consiste no somatório do Pagamento Base de todos os equipamentos que compõe a Função Transmissão e, portanto, os relacionados na Tabela 6.41.



Tabela 6.41 Descrição dos módulos da FT - CR sob análise.

Módulo	Qtde.	Tensão	Tipo	OBS.
Módulo Geral Médio (MGM)	1	230 kV	BD	-
Interligação de Barramento (IB)	1	230 kV	BD	-
Interligação de Barramento (IB)	1	138 kV	BD	-

*ii. Representação do Diagrama Unifilar;*

Na Figura 6.16 está representado o diagrama unifilar de parte da Função Transmissão – Módulo Geral sob análise. Neste caso, são representados apenas os barramentos, equipamentos associados a este e a interligação de barramento, todos do mesmo nível de tensão.

Os números em parênteses representam a quantidade de equipamentos na instalação.

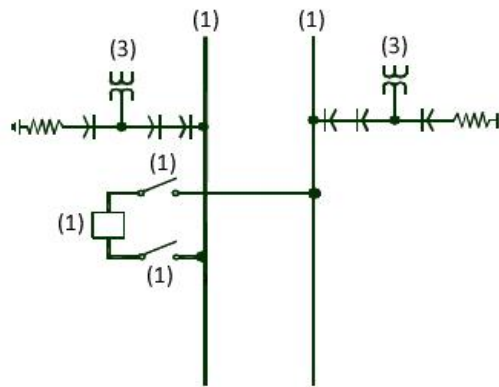


Figura 6.16 Diagrama unifilar da parte da FT - MG sob análise.

*iii. Identificação do tipo de Função Transmissão e família de equipamentos a qual se enquadra;*

O tipo de Função Transmissão já foi identificado e consiste no tipo Módulo Geral (MG), de acordo com a Tabela 2.1. Para este tipo de Função Transmissão não há a distinção de família de equipamentos.

*iv. Classificação dos equipamentos da Função Transmissão quanto a equipamentos principais e complementares;*

Neste caso, os barramentos e o módulo de interligação de barramento representam os equipamentos principais e os equipamentos associados ao barramento, no caso os divisores capacitivos de potencial (DCP), representam os equipamentos complementares da Função Transmissão.

*v. Levantamento do Pagamento Base (PB) da Função Transmissão;*

Baseado nas informações contidas na [19], teremos a seguinte relação do Pagamento Base (PB) de cada módulo relacionado no item i, apresentada na Tabela 6.31.

Tabela 6.42 Relação do PB de cada módulo da FT sob análise.

Módulo	Qtde.	PB (Reais)
MGM (230 kV)	1	88.608,67
IB (230 kV)	1	11.901,01
IB (138 kV)	1	6.743,13

Dessa forma o Pagamento Base total da Função Transmissão será o somatório do Pagamento Base de todos os módulos integrantes, neste caso o valor será de 107.252,81 reais mensais.

*vi. Levantamento das informações referentes à outorga a qual a Função Transmissão se encontra;*

De acordo com [19], toda a instalação da Função Transmissão sob análise correspondem a instalações do sistema existente, ou seja, concessões não licitadas.

*vii. Verificação (se possível) da existência de equipamentos reservas registrados no CPST;*

Como não há acesso ao CPST, não há como verificar a existências de equipamentos reservas. Optou-se, portanto, desconsiderá-los.

*viii. Levantamento dos dados de confiabilidade dos equipamentos;*

Foram usados dados típicos de taxa de falha ativa e passiva, respectivas durações médias para reparo e chaveamento, dados de manutenção dos equipamentos e probabilidade de disjuntor preso obtidos em [13], [20] e [21], representados na Tabela 6.43. Para o divisor capacitivo de potencial (DCP), serão utilizados os mesmos dados de transformadores de potencial (TPs).

Tabela 6.43 Dados típicos utilizados para aplicação da metodologia sobre a FT escolhida.

Componente	Taxa de Falha Passiva (falhas/ano)	Duração Média da Saída (horas/falha)	Manutenção (manut./ano)	Manutenção (horas/manut.)	Taxa de Falhas Ativas (falhas/ano)	Tempo de Chaveamento (horas/falha)
Chave	5,90E-3	24,96	0,25	4,00	5,36E-4	3,00
Disjuntor	5,16E-2	15,04	0,25	12,00	2,58E-2	1,00
Transformador de Potencial (TP)	3,2E-3	26,44	0,25	6,00	3,20E-3	3,00
Barramento	5,4E-3	19,99	1,00	8,00	5,40E-3	2,00

OBS.: Todos os equipamentos têm o nível de tensão de 230 kV.

## 6.6.2. Obtenção das Indisponibilidades da Função Transmissão (FT):

Nesta etapa serão utilizados os dois métodos possíveis, ou seja, a aplicação do programa Hydra, obtendo assim o relatório emitido pelo mesmo com as contingências e respectivos índices, e a análise “manual” das contingências para o posterior cálculo dos respectivos índices.

Devida a complexidade da análise dos efeitos de falha destes equipamentos sobre as demais instalações da subestação, uma vez que ao barramento se conectam uma variedade de equipamentos, já pode ser prevista a realização da análise “manual” para a obtenção das contingências. A aplicação do programa Hydra tem o intuito de demonstrar a divergência dos resultados obtidos pelos dois métodos.

### 6.6.2.1. Aplicação do Programa Computacional Hydra

Para facilitar a representação da instalação no programa Hydra, cada equipamento foi enumerado assim como apresentado na Figura 6.17. Esta enumeração será utilizada adiante para a designação de cada equipamento.

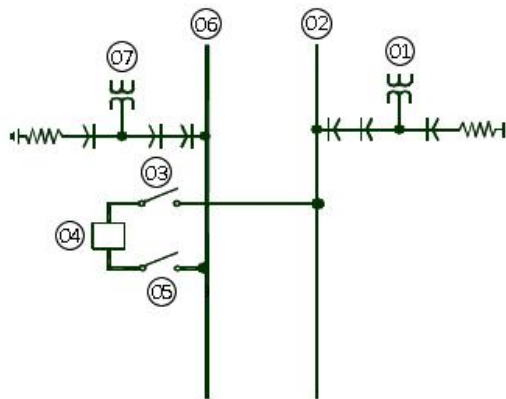


Figura 6.17 Diagrama da Função Transmissão com equipamentos enumerados.

Os equipamentos 01 e 07, presentes no diagrama como um único equipamento porém presentes em cada fase da instalação, para a representação do diagrama no programa Hydra, foram representados como um único equipamento, com seus índices adaptados, assim como salientado no item 5.2.2 - I - ii. Para fins de confiabilidade, estes equipamentos estão associados em série, considerando que a falha de algum deles ocasione a falha do segmento onde estão localizados estes equipamentos.

O diagrama montado no programa e o relatório emitido estão apresentados pela Figura 6.18 e Tabela 6.44 à Tabela 6.49.

RELATÓRIO DE CASO\_MG

**Risco de Falha por saída:**

Tabela 6.44 Contingências Passivas para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade (h)
[1(3x)]	3,20E-3	26,44	8,46E-2
[2]	5,40E-3	19,99	1,08E-1
[3]	5,90E-3	24,96	1,47E-1
[4]	5,16E-2	15,04	7,76E-1
[5]	5,90E-3	24,96	1,47E-1
[6]	5,40E-3	19,99	1,08E-1
[7(3x)]	3,20E-3	26,44	8,46E-2
Total	8,06E-2	18,06	1,46E0

Tabela 6.45 Contingências Passivas mais Manutenção para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade (h)
Total	0E0	0	0E0

Tabela 6.46 Contingências Ativas mais Passiva para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade (h)
Total	0E0	0	0E0

Tabela 6.47 Contingências Ativas mais Manutenção para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade (h)
Total	0E0	0	0E0

Tabela 6.48 Contingências Ativas mais Disjuntor Preso para a Carga.

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (h)	Indisponibilidade (h)
Total	0E0	0	0E0

Tabela 6.49 Índices totais para a Carga

Taxa de Falha (f/ano)	Duração (horas)	Indisponibilidade (horas)
8,06E-2	18,06	1,46

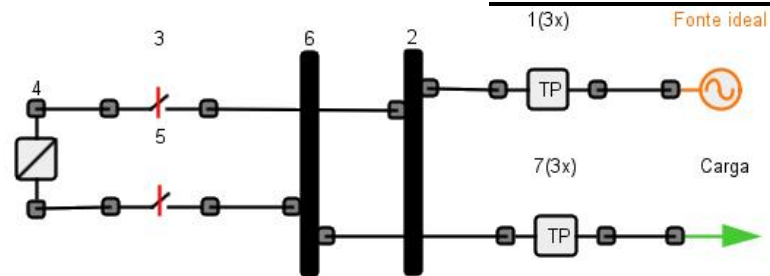


Figura 6.18 Diagrama da Função Transmissão sob análise montado no programa Hydra.

Ao examinar este relatório, verifica-se a ausência das contingências de segunda ordem, como se a falha em qualquer um dos equipamentos causasse a indisponibilidade da instalação. Pelo arranjo utilizado na subestação, qualquer um dos barramentos pode ser isolado para reparo ou manutenção, este fato já refuta as contingências obtidas pelo programa.

Essa limitação decorre tanto da representação apenas parcial da instalação no programa e da ausência das lógicas de manobra dos equipamentos, associando a manobra destes e eventos em equipamentos específicos.

Foi utilizada então a análise “manual” desenvolvida, a fim de se realizar uma análise mais adequada.

#### **6.6.2.2. Análise Manual das Contingências**

Para a presente análise, foram observadas as manobras das chaves 03 e 05 além das demais chaves de instalações de conexão conectados a cada barramento sob análise. Em caso de falha em um dos barramentos ou equipamentos a eles associados, o mesmo pode ser isolado do sistema, utilizando o outro barramento disponível.

Seguindo os passos descritos no item 5.2.2 - II, foram obtidas as seguintes contingências:

- i. Falha ativa do componente 01
- ii. Falha passiva do componente 06 + Reparo do componente 01;
- iii. Falha passiva do componente 07 + Reparo do componente 01;
- iv. Falha passiva do componente 06 + Manutenção do componente 01;
- v. Falha passiva do componente 07 + Manutenção do componente 05;
- vi. Falha ativa do componente 02;
- vii. Falha passiva do componente 06 + Reparo do componente 02;
- viii. Falha passiva do componente 07 + Reparo do componente 02;
- ix. Falha passiva do componente 06 + Manutenção do componente 02;
- x. Falha passiva do componente 07 + Manutenção do componente 02;
- xi. Falha ativa do componente 03;
- xii. Falha passiva do componente 06 + Reparo do componente 03;
- xiii. Falha passiva do componente 07 + Reparo do componente 03;
- xiv. Falha passiva do componente 06 + Manutenção do componente 03;
- xv. Falha passiva do componente 07 + Manutenção do componente 03;
- xvi. Falha ativa do componente 04;

- xvii. Falha passiva do componente 01 + Reparo do componente 04;
- xviii. Falha passiva do componente 02 + Reparo do componente 04;
- xix. Falha passiva do componente 01 + Manutenção do componente 04;
- xx. Falha passiva do componente 02 + Manutenção do componente 04;
- xxi. Falha ativa do componente 05;
- xxii. Falha passiva do componente 01 + Reparo do componente 05;
- xxiii. Falha passiva do componente 02 + Reparo do componente 05;
- xxiv. Falha passiva do componente 01 + Manutenção do componente 05;
- xxv. Falha passiva do componente 02 + Manutenção do componente 05;
- xxvi. Falha ativa do componente 06;
- xxvii. Falha passiva do componente 01 + Manutenção do componente 06;
- xxviii. Falha passiva do componente 02 + Manutenção do componente 06;
- xxix. Falha ativa do componente 07;
- xxx. Falha passiva do componente 01 + Manutenção do componente 07;
- xxxi. Falha passiva do componente 02 + Manutenção do componente 07;

Das contingências obtidas, mesmo que todos os equipamentos possam ser chaveáveis, cada contingência dupla se enquadra como falha passiva de dois equipamentos. Pois em cada um dos casos analisados considera-se que a falha do segundo componente envolvido tenha ocorrido enquanto o primeiro esteja isolado para reparo. Neste caso é necessário o reparo de pelo menos um dos componentes para que a disponibilidade da instalação seja restabelecida, configurando assim uma contingência devido à falha passiva de dois componentes, assim como o caso descrito no item 5.2.2 – II - v.

Da lista de contingências obtidas pelo programa Hydra, nenhuma coincide com as obtidas pela análise “manual”.

Para o cálculo da taxa de falha, tempo médio e duração da indisponibilidade de cada contingência, são usadas as fórmulas apresentada no item 4.3.3.

A implementação das fórmulas, dados e enumeração dos equipamentos foi feita através de uma série de rotinas e funções elaboradas no programa Matlab, apresentadas no ANEXO C.

As contingências consideradas através da análise descrita e correspondentes valores obtidos estão representados a seguir:

*I. Relacionadas às falhas passivas:*

*i. Falha passiva de um componente*

Não encontrada.

ii. Falha passiva de dois componentes

Tabela 6.50 Contingência referentes à falha passiva de dois componentes.

Equipamento	Taxa de Falha [falha/ano]	Duração [horas/falha]	Indisponibilidade [horas/ano]
[1(3x), 6]	2,75E-7	11,38	3,13E-6
[1(3x), 7(3x)]	5,56E-7	13,22	7,35E-6
[2, 6]	1,33E-7	9,99	1,33E-6
[2, 7(3x)]	2,75E-7	11,38	3,13E-6
[3, 6]	1,63E-7	11,10	1,81E-6
[3, 7(3x)]	3,32E-7	12,84	4,27E-6
[4, 1(3x)]	2,34E-6	9,59	2,25E-5
[4, 2]	1,11E-6	8,58	9,56E-6
[5, 1(3x)]	3,32E-7	12,84	4,27E-6
[5, 2]	1,63E-7	11,10	1,81E-6
Total	5,69E-6	10,4	5,92E-5

iii. Falha passiva de um componente quando outro está em manutenção

Tabela 6.51 Contingência referentes à falha passiva de um componente quando outro está em manutenção.

Equipamento	Taxa de Falha [falha/ano]	Duração [horas/falha]	Indisponibilidade [horas/ano]
[6P,1M]	9,69E-6	6,00	5,81E-5
[7(3x)P,1M]	3,29E-6	4,89	1,61E-5
[6P,2M]	9,86E-6	5,71	5,63E-5
[7(3x)P,2M]	9,69E-6	6,00	5,81E-5
[6P,3M]	6,00E-6	5,78	3,47E-5
[7(3x)P,3M]	2,11E-6	4,13	8,69E-6
[1(3x)P,4M]	1,21E-5	5,36	6,50E-5
[2P,4M]	4,90E-5	5,31	2,60E-4
[1(3x)P,5M]	2,11E-6	4,13	8,69E-6
[2P,5M]	6,00E-6	5,78	3,47E-5
[1(3x),6M]	9,69E-6	6,00	5,81E-5
[2P,6M]	9,86E-6	5,71	5,63E-5
[1(3x)P,7(3x)M]	3,29E-6	4,89	1,61E-5
[2P,7(3x)M]	9,69E-6	6,00	5,81E-5
Total	1,42E-4	5,54	7,89E-4

II. Relacionadas às falhas ativas:

i. Falha ativa de um componente

Tabela 6.52 Contingência referentes à falha ativa de um componente.

Equipamento	Taxa de Falha [falha/ano]	Duração [horas/falha]	Indisponibilidade [horas/ano]
[1(3x)]	9,60E-3	3,00	2,88E-2
[2]	5,40E-3	2,00	1,08E-2

[3]	5,36E-4	3,00	1,61E-3
[4]	2,58E-2	1,00	2,58E-2
[5]	5,36E-4	3,00	1,61E-3
[6]	5,40E-3	2,00	1,08E-2
[7(3x)]	9,60E-3	3,00	2,88E-2
Total	5,69E-2	1,90	0,11

*ii. Falha ativa de um componente quando outro está em reparo*

Não encontrada.

*iii. Falha ativa de um componente quando outro está em manutenção*

Não encontrada.

*iv. Falha ativa de um componente e um disjuntor preso*

Não encontrada.

Total:

Tabela 6.53 Valores totais calculados para cada contingência considerada.

Taxa de falha total [falhas/ano]	Duração média [horas/falha]	Indisponibilidade total [hora/ano]
5,70E-2	1,92	0,11

Ao analisarmos os índices totais obtidos pela aplicação do programa Hydra e pela análise “manual”, nota-se uma discrepância entre a duração média e de indisponibilidade total obtidos entre cada uma das aplicações. Este fato se deve pela natureza das contingências obtidas pela aplicação do programa Hydra, todos de primeira ordem e relacionadas à falha passiva do componente. Estas apresentam durações médias mais elevadas do que as contingências envolvendo os mesmos componentes obtidas pela análise “manual”, consideradas como falhas ativas, de duração média naturalmente inferior, resultando assim em uma maior duração média e de indisponibilidade total ao ano.

Os eventos de segunda ordem considerados pela análise “manual”, por sua vez, não contribuem significativamente nos índices totais.

### 6.6.3. Avaliação da Confiabilidade frente ao cenário regulatório

Observando as tabelas com os índices calculados de cada contingência obtida pela análise “manual”, cada uma das contingências é classificada como *outros desligamentos*, por se tratar de falhas intempestivas envolvendo equipamentos internos à Função Transmissão que causem indisponibilidade nas Funções Transmissão ligadas aos barramentos 02 e 06.



Vale ressaltar que neste momento são analisadas as indisponibilidades causadas nas Funções Transmissão do tipo Linha de Transmissão e Transformação, avaliados nos itens 6.3 e 6.4, devido à falha ativa dos barramentos que os conectam.

Considerando os critérios para a apuração da Parcela Variável por Indisponibilidade, disposto no item 3.4.1.1, todas as contingências relacionadas pelo método “manual” são consideradas para a apuração da Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI). O somatório apresentado pela Tabela 6.53 representa então a taxa de indisponibilidades e duração total prevista ao ano por *outros desligamentos* causadas por falhas de equipamentos integrantes a esta Função Transmissão à outras Funções Transmissão na mesma subestação.

A Função Transmissão, assim como verificado na etapa I, consiste em instalações do sistema existente, ou seja, concessões não licitadas. A este tipo de Função Transmissão, entretanto, não são estabelecidos padrões de duração de desligamentos, de frequência de outros desligamento ou fatores multiplicadores.

Desta forma, qualquer indisponibilidade de alguma Função Transmissão devido a eventos em equipamentos da Função Transmissão Módulo Geral acarreta no desconto da Parcela Variável por Indisponibilidade. Para tanto, são considerados o tempo de indisponibilidade do equipamento e o Pagamento Base da Função Transmissão Módulo Geral.

Contabilizando os minutos completos, ou seja, 6 min., e o Pagamento Base da Função Transmissão de 107.252,81 reais, o valor do desconto calculado de acordo com a (3.1) foi de 14,41 reais, representando apenas 0,01 % do Pagamento Base total da Função Transmissão.

Este baixo valor de penalização, destoante dos valores calculados para as outras Funções Transmissão, pode ser validada pela pequena contribuição das penalizações pela PVI referente a esse tipo de Função Transmissão frente às demais, assim como apresentado pela Tabela 6.54. Neste, verifica-se que o total de penalizações das Funções Transmissão do tipo Módulo Geral (MG) representam apenas 0,5% do total contabilizado, enquanto as Funções Transmissão do tipo Linha de Transmissão (LT), Transformador (TR) e Controle de Reativo (CR) representam, respectivamente, 39,01%, 19,71% e 40,78% do total contabilizado.

Tabela 6.54 PVI Contabilizada no Ciclo 2008/2009 ([23] adaptado).

Tipo de Função Transmissão	Total do Ciclo 2008/2009 (R\$)	%
Linha de Transmissão (LT)	18.664.127,15	39,01
Transformação (TR)	9.427.949,20	19,71
Controle de Reativo (CR)	19.512.005,35	40,78
Módulo Geral (MG)	240.542,61	0,50
Total	47.844.624,31	100,0

## 6.7. Análise dos Resultados

Os resultados obtidos para cada Função Transmissão analisada bem como o Pagamento Base e a Franquia para outros desligamentos de cada caso estão relacionados na Tabela 6.55.

Tabela 6.55 - Informações sobre cada FT e respectivas previsões de indisponibilidade de PVI calculados pela aplicação da metodologia proposta.

FT	Pagamento Base [R\$] [Reais]	Franquia $\frac{[horas]}{[ano]}$ [hora] [ano]	Previsão de Indisponibilidade		PVI			
			Taxa $\frac{[vezes]}{[ano]}$ [vezes] [ano]	Duração $\frac{[horas]}{[ano]}$ [hora] [ano]	Hipótese 'a' [Reais]		Hipótese 'b' [Reais]	
					[R\$]	%PB	[R\$]	%PB
LT	1.536.010,95	1,5	0,010	2,6303	67.097,25	4,37	345.808,92	22,51
TR	38.814,07	1	0,127	13,5503	8.738,38	22,51	43.065,88	110,95
CR	178.006,76	19,17	2,24	51,8271	154.918,51	87,03	229.058,09	128,68
MG	107.252,81	-	0,057	0,1091	[R\$][Reais]		%PB	
					14,42		0,01	

Da Tabela 6.55 pode-se observar que apesar da duração de indisponibilidade prevista para FT CR ser superior às demais, o caso que acarretaria uma maior penalização pela PVI seria a hipótese 'b' da LT, devido ao elevado valor do Pagamento Base desta FT, cerca de 9 vezes superior ao da FT CR analisada, demonstrando a importância de considerarmos a remuneração de cada instalação na avaliação de sua confiabilidade.

Um dos benefícios da utilização da metodologia consiste na possibilidade de analisarmos quais eventos representariam as indisponibilidades da FT e a respectiva contribuição nas penalizações da Parcela Variável. Ao analisarmos a relação de previsões de indisponibilidades obtida ao fim da segunda etapa da metodologia (ao fim do item 2.2), por exemplo, obtemos a relação das contingências de maior contribuição na PVI de cada FT, representada na Tabela 6.56.

Tabela 6.56 - Relação das contingências de maior contribuição na indisponibilidade de cada FT e contribuições sobre a PVI calculada.

FT	Tipo de contingência	Elemento envolvido	Indisponibilidade [hora/ano]	Contribuição		
				Duração Total [%]	PVI [reais]	
					Hipótese 'a'	Hipótese 'b'
LT	Falha passiva 1 elemento	CXRE6-03	1,3041	49,58	33.267,27	171.454,41
TR	Falha passiva 1 elemento	CXTF6-01	12,1018	89,31	7.804,30	38.462,37
CR	Falha passiva 1 elemento	CXCE2-01	51,1157	98,63	152.792,11	225.914,04
MG	Falha ativa 1 elemento	CXDB6-01	0,0258	23,66	3,41	

Da Tabela 6.56, nota-se que apesar da FT LT analisada representar o pior cenário de penalizações, o equipamento dentre todas as FTs que representa uma maior penalização no caso de falha é o Compensador Estático CXCE2-01.

Vale ressaltar o fato da duração de indisponibilidade obtida para a falha do reator de linha CXRE6-03 (1,3041 horas/ano) se encontrar dentro da franquia de outros desligamentos para a FT a qual pertence (1,5 horas/ano). Caso a falha do equipamento fosse analisada isoladamente, a penalização não seria prevista, entretanto, dentro das previsões de indisponibilidade dos demais componentes desta FT, os quais compõem o somatório de duração de indisponibilidade, a penalização é considerada.

## 7. Conclusão

No atual cenário regulatório de severas penalizações impostas às indisponibilidades das instalações da Rede Básica, a utilização de métodos probabilísticos pode desempenhar um importante papel na gestão de ativos, pela sua capacidade de avaliar, a cada instante, a confiabilidade de equipamentos e instalações.

Dos programas computacionais desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), foram apresentados neste trabalho os programas ConWeib e Hydra, responsáveis pela modelagem da probabilidade de falha de equipamentos e do cálculo dos índices de confiabilidade de subestações, respectivamente. Apesar da validade dos métodos probabilísticos utilizados por ambos os programas, carece ainda uma forma de comparação entre desempenhos de equipamentos e instalações de forma a priorizar ações de manutenção e decisões de investimento.

O presente trabalho apresenta uma metodologia desenvolvida para aplicação dos métodos probabilísticos utilizados pelos programas para a avaliação da confiabilidade de Funções Transmissão, conjunto de instalações sob o qual é feita a apuração do serviço de transmissão, de forma que possa ser avaliado e quantificado seu desempenho em termos das penalizações da Parcela Variável. Espera-se desta forma estabelecer uma base comum de comparação do desempenho de cada instalação, no caso, as deduções da Parcela Variável.

A metodologia foi aplicada a cada um dos tipos de Função Transmissão de uma subestação real. Sob o resultado obtido, pode-se observar como a metodologia possibilita análises impraticáveis caso os equipamentos fossem analisados isoladamente. Notou-se também como foi possível comparar o desempenho estimado e o impacto financeiro correspondente de cada instalação e cada equipamento, sendo possível tecer um malha de priorização de ações de investimentos.

Outra competência observada é a de analisar quais das possíveis contingências representariam as maiores perdas de receita por Parcela Variável, fornecendo um cenário preditivo ao gestor dos ativos.

Sobre todos os pontos observados, pode-se afirmar que a metodologia se apresenta como uma ferramenta valiosa no apoio à tomada de decisão e gestão de ativos sujeitos à penalização da Parcela Variável.

### 7.1. Trabalhos Futuros

Como sugestão de trabalhos futuros, pode-se citar:

- Aplicação da Metodologia apresentada a uma Função Transmissão, utilizando o próprio histórico de falhas dos equipamentos da instalação para a obtenção da taxa de falha dos mesmos e comparar as previsões de indisponibilidade obtida com o histórico da instalação;

- Implementação da metodologia ou parte dela no programa Hydra, designando as Funções Transmissão dentre as demais instalações e incluindo as propriedades da análise “manual” desenvolvida, de forma a suprir as limitações mencionadas na aplicação do programa Hydra.

## **7.2. Trabalhos Aceitos para Publicações**

A metodologia para avaliação da confiabilidade de Funções Transmissão desenvolvida e apresentada neste trabalho será apresentado no XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica em outubro de 2013. O resumo aprovado foi:

- Meyberg, R. A. “Aplicação de Métodos Probabilísticos para a avaliação da Confiabilidade de Funções Transmissão sujeitas à Parcela Variável”, XXII SNPTEE, Brasília, outubro 2013.

## 8. Referências Bibliográficas

- [1] Queiroz, L. F., MÉTODOS QUANTITATIVOS APLICADOS NA OTIMIZAÇÃO DA MANUTENÇÃO REALIZANDO PREVISÃO ORÇAMENTÁRIA PARA TROCA DE COMPONENTES BUSCANDO CONFIABILIDADE, MANTENABILIDADE E DISPONIBILIDADE DE EQUIPAMENTOS. XXI SNPTEE, Florianópolis, outubro 2011.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 191 DE 12 DE DEZEMBRO DE 2005;
- [3] Vieira, I. S. *EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL*. Dissertação de M.Sc. Universidade de Brasília. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Brasília, 2009.
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Receita Anual Permitida (Informações técnicas). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 11 de dezembro de 2012.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 758 DE 6 DE JANEIRO de 2009 – ANEXO I.
- [6] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. NOTA TÉCNICA Nº 063 - SRT/ANEEL DE 13 DE ABRIL de 2006 – *METODOLOGIA E CRITÉRIOS GERAIS PARA DEFINIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA* – ANEXO III;
- [7] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL/ELETOBRÁS. *DIRETRIZES PARA ELABORAÇÃO DE ORÇAMENTO DE SUBESTAÇÕES*. DEZEMBRO DE 2005;
- [8] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. NOTA TÉCNICA Nº 028 – SRT/ANEEL DE 07 DE DEZEMBRO DE 2004;
- [9] Filho, F. C. B., Peixoto, P. G., Filho, W. G., PADRÕES DE QUALIDADE DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO E SEUS IMPACTOS COMERCIAIS, X EDAO, São Paulo, SP, Novembro 2008.
- [10] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 158 DE 23 DE MAIO DE 2005;
- [11] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 270 DE 26 DE JUNHO DE 2007*;
- [12] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Procedimentos de Rede Submódulo 15.12 – APURAÇÃO MENSAL DAS PARCELAS VARIÁVEIS REFERENTES À DISPONIBILIDADE DE INSTALAÇÕES DA REDE BÁSICA, de 28 de junho de 2009, Brasília – DF;
- [13] Camargo, C. B., CONFIABILIDADE APLICADA A SISTEMAS DE POTÊNCIA ELÉTRICA, LTC / ELETOBRÁS / Feesc, 1981, Santa Catarina.

- [14] Fonte, R. et al, APLICAÇÃO COMBINADA DE MODELOS DE RISCO DE FALHA DE SISTEMAS REPARÁVEIS E NÃO REPARÁVEIS PARA O CÁLCULO DA CONFIABILIDADE DE EQUIPAMENTOS. XX SNPTEE, Recife, novembro de 2009.
- [15] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. CONWEIB VISUAL – MANUAL DO USUÁRIO. Versão 2.0.
- [16] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. METODOLOGIA WEIBULL PARA ANÁLISE DE RISCO DE FALHA DE EQUIPAMENTOS NÃO-REPARÁVEIS, Relatório Técnico.
- [17] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE RISCO DE FALHA DE EQUIPAMENTOS REPARÁVEIS, Relatório Técnico.
- [18] Billinton, R. and Allan, R.N., *RELIABILITY EVALUATION OF ENGINEERING SYSTEMS*, Plenum Press, New York, 1984.
- [19] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. NOTA TÉCNICA Nº 024 – SRT/ANEEL DE 16 DE SETEMBRO DE 2004 – ANEXO VIII;
- [20] Billinton, R.; *CANADIAN EXPERIENCE IN THE COLLECTION OF TRANSMISSION AND DISTRIBUTION COMPONENT UNAVAILABILITY DATA*, Probabilistic Methods Applied to Power System, 2004 International Conference on, pp 268-273.
- [21] Wenyuan Li; Jiaqi Zhou; Xiaozheng Hu; *COMPARISON OF TRANSMISSION EQUIPMENT OUTAGE PERFORMANCE IN CANADA, USA AND CHINA*, Electric Power Conference, 2008, EPEC 2008, IEEE Canada, pp.1-8,6-7.
- [22] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, EDITAL DO LEILÃO Nº 001/2010 - Brasília 2010 – ANEXO TÉCNICO 6F.
- [23] Pinto, R. L. APLICAÇÃO DE UM SISTEMA ESPECIALISTA FUZZY PARA REDUÇÃO DE MANOBRAS DE DISPOSITIVOS SHUNTS CHAVEADOS AUTOMATICAMENTE POR UM COMPENSADOR ESTÁTICO. Rio de Janeiro, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, dezembro de 2010.

## 9. Anexos

### ANEXO A

Quantificação dos equipamentos de cada *Módulo de Manobra* de subestações.

#### A.1. Terminologia [7]

AN – Arranjo em Anel

BC – Banco de Capacitores

BPT – Arranjo em Barra Principal e Transferência

BD – Arranjo em Barra Dupla

BDDD – Arranjo em Barra Dupla Disjuntor Duplo

BD4 – Arranjo em Barra Dupla (com 4 Chaves Seccionadoras)

BS – Arranjo em Barra Simples

CB – Cubículo Blindado

CC – Conexão de Compensador

CCP – Conexão de Capacitor em Paralelo

CCS – Conexão de Capacitor em Série

CE – Compensador Estático

CRB – Conexão de Reator de Barra

CRL – Conexão de Reator de Linha

CS – Compensador Síncrono

CT – Conexão de Transformador

CTA – Conexão de Transformador de Aterramento

DJM – Arranjo em Disjuntor e Meio

EL – Entrada de Linha

IB – Interligação de Barras

MG – Módulo Geral

MGG – Módulo Geral Grande

MGM – Módulo Geral Médio

MGP – Módulo Geral Pequeno

MIG – Módulo de Infra-estrutura Geral

MIG.A – Módulo de Infra-estrutura Geral do Acessante

MIM – Módulo de Infra-estrutura de Manobra

BC – Módulo de Equipamento Banco de Capacitores

RB – Reator de Barra



RL – Reator de Linha

RM – Módulo de Equipamento Reator Monofásico

RT – Módulo de Equipamento Reator Trifásico

TA – Módulo de Equipamento Transformador de Aterramento

TM – Módulo de Equipamento Auto/Transformador Monofásico

TT – Módulo de Equipamento Auto/Transformador Trifásico

## A.2. Quantificação dos Equipamentos de cada Módulo de Manobra de Subestações

### A.2.1. ENTRADA DE LINHA (EL)

Tabela 9.1 Equipamentos integrantes ao módulo *Entrada de Linha*, quantificados por nível de tensão e arranjo. [1]

Item	Equipamento	750 kV	500 kV	345 kV	230 kV	138 kV	69 kV
1	Disjuntor	2 <sup>1</sup> 1 <sup>6</sup>	2 <sup>1</sup> 1 <sup>6,7</sup>	1 <sup>5,6,7</sup>	1 <sup>4,5</sup>	1 <sup>3,4,5</sup>	1 <sup>3,4</sup>
2	Chave seccionadora c/ LT	1	1	1	1	1	1
3	Chave seccionadora s/ LT	3 <sup>1</sup> 2 <sup>6</sup>	3 <sup>1</sup> 2 <sup>6,7</sup>	3 <sup>5</sup> 2 <sup>6,7</sup>	2 <sup>4</sup> 3 <sup>5</sup>	1 <sup>3</sup> 2 <sup>4</sup> 3 <sup>5</sup>	1 <sup>3</sup> 2 <sup>4</sup>
4	Transformador de potencial	3	3	3	3	3	3
5	Transformador de corrente	3	3	3	3	3	3
6	Para-raios	3	3	3	3	3	3

Sendo: <sup>1</sup> – BDDD; <sup>2</sup> – demais configurações; <sup>3</sup> – BS; <sup>4</sup> – BPT; <sup>5</sup> – BD4; <sup>6</sup> – DJM; <sup>7</sup> – AN;

### A.2.2. INTERLIGAÇÃO DE BARRAMENTOS (IB)

Tabela 9.2 Equipamentos integrantes ao módulo *Interligação de Barramento*, quantificados por nível de tensão. [1]

Item	Equipamento	750 kV	500 kV	345 kV	230 kV	138 kV	69 kV
1	Disjuntor	1	1	1	1	1	1
2	Chave seccionadora s/ LT	2	2	2	2	2	2
3	Transformador de corrente	6	6	6	3	3	3

Obs.: Nas configurações BS e AN não estão previstos estes módulos. Somente nas configurações BPT, BD4, DJM e BDDD.

### A.2.3. CONEXÃO DE EQUIPAMENTOS –AUTO/TRANSFORMADOR (CT)

Tabela 9.3 Equipamentos integrantes ao módulo *Conexão de Auto/Transformador*, quantificados por nível de tensão e arranjo. [1]

Item	Equipamento	750 kV	500 kV	345 kV	230 kV	138 kV	69 kV
1	Disjuntor	2 <sup>1</sup> 1 <sup>6</sup>	2 <sup>1</sup> 1 <sup>6,7</sup>	1 <sup>5,6,7</sup>	1 <sup>4,5</sup>	1 <sup>3,4,5</sup>	1 <sup>3,4</sup>
2	Chave seccionadora s/ LT	4 <sup>1</sup> 3 <sup>6</sup>	4 <sup>1</sup> 3 <sup>6,7</sup>	4 <sup>5</sup> 3 <sup>6</sup> 2 <sup>7</sup>	3 <sup>4</sup> 4 <sup>5</sup>	1 <sup>3</sup> 3 <sup>4</sup> 4 <sup>5</sup>	1 <sup>3</sup> 3 <sup>4</sup>
3	Transformador de potencial	0	0	0	0	0	0
4	Transformador de corrente	3	3	3	3	3	3
5	Para-raios	3	3	3	3	3	3

Sendo: <sup>1</sup> – BDDD; <sup>2</sup> – demais configurações; <sup>3</sup> – BS; <sup>4</sup> – BPT; <sup>5</sup> – BD4; <sup>6</sup> – DJM; <sup>7</sup> – AN;

### A.2.4. CONEXÃO DE EQUIPAMENTO – REATOR (CRB, CRL)

#### i. CONEXÃO DE EQUIPAMENTO – REATOR DE BARRA

Tabela 9.4 Equipamentos integrantes ao módulo *Conexão de Reator de Barra*, quantificados por nível de tensão e arranjo. [1]

Item	Equipamento	750 kV	500 kV	345 kV	230 kV	138 kV	69 kV
1	Disjuntor	2 <sup>1</sup> 1 <sup>6</sup>	2 <sup>1</sup> 1 <sup>6,7</sup>	1 <sup>5,6,7</sup>	1 <sup>4,5</sup>	1 <sup>3,4,5</sup>	1 <sup>3,4</sup>
2	Chave seccionadora s/ LT	4 <sup>1</sup> 3 <sup>6</sup>	4 <sup>1</sup> 3 <sup>6,7</sup>	4 <sup>5</sup> 3 <sup>6,7</sup>	3 <sup>4</sup> 4 <sup>5</sup>	2 <sup>3</sup> 3 <sup>4</sup> 4 <sup>5</sup>	2 <sup>3</sup> 3 <sup>4</sup>
3	Transformador de corrente	3	3	3	3	3	3
4	Para-raios	3	3	3	3	3	3

Sendo: <sup>1</sup> – BDDD; <sup>2</sup> – demais configurações; <sup>3</sup> – BS; <sup>4</sup> – BPT; <sup>5</sup> – BD4; <sup>6</sup> – DJM; <sup>7</sup> – NA;

#### ii. CONEXÃO DE EQUIPAMENTO – REATOR DE LINHA MANOBRÁVEL

Tabela 9.5 Equipamentos integrantes ao módulo *Conexão de Reator de Linha*, quantificados por nível de tensão. [1]

Item	Equipamento	750 kV	500 kV	345 kV	230 kV	138 kV	69 kV
1	Disjuntor	1	1	1	1	1	1
2	Chave seccionadora s/ LT	1	1	1	1	1	1
3	Para-raios	3	3	3	3	3	3

## A.2.5. CONEXÃO DE EQUIPAMENTO – BANCO DE CAPACITORES PARALELO (CCP)

Tabela 9.6 Equipamentos integrantes ao módulo *Conexão de Banco de Capacitores*, quantificados por nível de tensão e arranjo. [1]

Item	Equipamento	750 kV	500 kV	345 kV	230 kV	138 kV	69 kV
1	Disjuntor	-	2 <sup>1</sup> 1 <sup>6,7</sup>	1 <sup>5,6,7</sup>	1 <sup>4,5</sup>	1 <sup>3,4,5</sup>	1 <sup>3,4</sup>
2	Chave seccionadora c/ LT	-	1	1	1	1	1
3	Chave seccionadora s/ LT	-	3 <sup>1</sup> 2 <sup>6,7</sup>	3 <sup>5</sup> 2 <sup>6,7</sup>	2 <sup>4</sup> 3 <sup>5</sup>	1 <sup>3</sup> 2 <sup>4</sup> 3 <sup>5</sup>	1 <sup>3</sup> 2 <sup>4</sup>
4	Transformador de potencial	-	3	3	3	-	-
5	Transformador de corrente	-	3	3	3	3	3
6	Para-raios	-	3	3	3	3	3

Sendo: <sup>1</sup> – BDDD; <sup>2</sup> – demais configurações; <sup>3</sup> – BS; <sup>4</sup> – BPT; <sup>5</sup> – BD4; <sup>6</sup> – DJM; <sup>7</sup> – AN;

## A.2.6. CONEXÃO DE EQUIPAMENTO – BANCO DE CAPACITORES SÉRIE (CCS)

Tabela 9.7 Equipamentos integrantes ao módulo *Conexão de Banco de Capacitores Série*, quantificados por nível de tensão e arranjo. [1]

Item	Equipamento	750 kV	500 kV	345 kV	230 kV	138 kV	69 kV
1	Chave seccionadora c/ LT	3 <sup>1</sup> 2 <sup>6</sup>	3 <sup>1</sup> 2 <sup>6,7</sup>	3 <sup>5</sup> 2 <sup>6,7</sup>	3 <sup>4,5</sup>	-	-
2	Para-raios	3	3	3	3	-	-

Sendo: <sup>1</sup> – BDDD; <sup>2</sup> – demais configurações; <sup>3</sup> – BS; <sup>4</sup> – BPT; <sup>5</sup> – BD4; <sup>6</sup> – DJM; <sup>7</sup> – AN;

## A.2.7. CONEXÃO DE EQUIPAMENTO – TRANSFORMADOR DE ATERRAMENTO (CTA)

Tabela 9.8 Equipamentos integrantes ao módulo *Conexão de Transformador de Aterramento*, quantificados por nível de tensão. [1]

Item	Equipamento	750 kV	500 kV	345 kV	230 kV	138 kV	69 kV
1	Chave seccionadora c/ LT	-	-	-	-	-	1

## A.2.8. CONEXÃO DE EQUIPAMENTO - COMPENSADOR (CC)

Tabela 9.9 Equipamentos integrantes ao módulo *Conexão de Compensador*, quantificados por nível de tensão e arranjo. [1]

Item	Equipamento	750 kV	500 kV	345 kV	230 kV	138 kV	69 kV
1	Disjuntor	2 <sup>1</sup> 1 <sup>6</sup>	2 <sup>1</sup> 1 <sup>6,7</sup>	1 <sup>5,6,7</sup>	1 <sup>4,5</sup>	1 <sup>3,4,5</sup>	1 <sup>3,4</sup>
2	Chave seccionadora s/ LT	4 <sup>1</sup> 3 <sup>6</sup>	4 <sup>1</sup> 3 <sup>6,7</sup>	4 <sup>5</sup> 3 <sup>6,7</sup>	3 <sup>4</sup> 4 <sup>5</sup>	2 <sup>3</sup> 3 <sup>4</sup> 4 <sup>5</sup>	2 <sup>3</sup> 3 <sup>4</sup>

3	Transformador de potencial	3	3 <sup>5,6</sup> 1 <sup>7</sup>	1 <sup>5</sup> 3 <sup>6,7</sup>	1	1	1
4	Transformador de corrente	3	3	3	3	3	3
5	Para-raios	3	3	3	3	3	3

Sendo: <sup>1</sup> – BDDD; <sup>2</sup> – demais configurações; <sup>3</sup> – BS; <sup>4</sup> – BPT; <sup>5</sup> – BD4; <sup>6</sup> – DJM; <sup>7</sup> – AN;

## ANEXO B

Relatório emitido pelo programa Hydra para análise do exemplo de caso apresentado no item 4.3.5.

# RELATÓRIO DE CASO

Caso:exproj.xml

Risco de Falha por saída:

Tabela 9.10 Contingências Passivas para a Carga- Carga

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (horas)	Indisponibilidade(horas)
[7]	2,4E-2	2,0000	4,8E-2
[1, 4]	1,3555E-5	3,6650	4,9681E-5
[1, 5]	5,8901E-5	6,3928	3,7654E-4
[1, 6]	2,1226E-6	2,1288	4,5185E-6
[2, 4]	5,8901E-5	6,3928	3,7654E-4
[2, 5]	1,1416E-4	25,0000	2,8539E-3
[2, 6]	1,21E-5	2,8302	3,4247E-5
[3, 4]	2,1226E-6	2,1288	4,5185E-6
[3, 5]	1,21E-5	2,8302	3,4247E-5
[3, 6]	2,7397E-7	1,5000	4,1096E-7
Total	2,4274E-2	2,1313	5,1735E-2

Tabela 9.11 Contingências Passivas mais Manutenção para a Carga- Carga

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (horas)	Indisponibilidade(horas)
[1, 4]	1,6438E-4	3,8252	6,288E-4
[1, 5]	1,7352E-4	5,4417	9,4422E-4
[1, 6]	1,0046E-4	3,5264	3,5425E-4
[2, 4]	1,7352E-4	5,4417	9,4422E-4
[2, 5]	1,8265E-4	6,8966	1,2596E-3
[2, 6]	1,0959E-4	6,1108	6,6967E-4
[3, 4]	1,0046E-4	3,5264	3,5425E-4
[3, 5]	1,0959E-4	6,1108	6,6967E-4
[3, 6]	3,653E-5	2,1818	7,9701E-5
Total	1,1507E-3	5,1312	5,9044E-3

Tabela 9.12 Contingências Ativas mais Passiva para a Carga- Carga

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (horas)	Indisponibilidade(horas)
[3]	1E-2	1,0000	1E-2
[6]	1E-2	1,0000	1E-2
Total	2E-2	1,0000	2E-2

Tabela 9.13 Contingências Ativas mais Manutenção para a Carga- Carga

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (horas)	Indisponibilidade(horas)
Total	0E0	0	0E0

Tabela 9.14 Contingências Ativas mais Disjuntor Preso para a Carga - Carga

Equipamento	Taxa de Falha (f/ano)	Duração (horas)	Indisponibilidade(horas)
[1, 3]	5,4E-3	1,0000	5,4E-3
[2, 3]	6E-3	1,0000	6E-3
[4, 6]	5,4E-3	1,0000	5,4E-3
[5, 6]	6E-3	1,0000	6E-3
Total	2,28E0	1,0000	2,28E-2

Tabela 9.15 Total para a Carga: Carga

Taxa de Falha (f/ano)	Duração (horas)	Indisponibilidade(horas)
6,8225E-2	1,4722	1,0044E-1

## ANEXO C

Rotinas elaboradas no Matlab para o cálculo dos índices de indisponibilidade das Funções  
Transmissão

### C.1. Rotina “dados.m”

Definição dos dados de falha para cada tipo de equipamento.

```
% ym - taxa de manutenção [manutenções/ano]
% rm - tempo de manutenção [horas/manutenções]
% ya - taxa de falhas ativas [falhas/ano]
% s - tempo de chaveamento [horas/falha]
% yp - taxa de falhas passivas [falhas/ano]
% rp - tempo de reparo [horas/falha]
% dp - taxa de disjuntor preso [adimensional]
```

```
chave.equipamento='chave';
chave.ym=0.25;
chave.rm=4;
chave.ya=0.000536;
chave.s=3;
chave.yp=0.0059;
chave.rp=24.9596;
```

```
disjuntor.equipamento='disjuntor';
disjuntor.ym=0.25;
disjuntor.rm=12;
disjuntor.ya=0.0258;
disjuntor.s=1;
disjuntor.yp=0.0516;
disjuntor.rp=15.0443;
disjuntor.dp=0.009;
```

```
TC.equipamento='TC';
TC.ym=0.25;
TC.rm=6;
TC.ya=0.0129;
TC.s=3;
TC.yp=0.0129;
TC.rp=20.8986;
```

```
TP.equipamento='TP';
TP.ym=0.25;
TP.rm=6;
TP.ya=0.0096;
TP.s=3;
TP.yp=0.0096;
TP.rp=26.4404;

reator.equipamento='reator';
reator.ym=0.25;
reator.rm=48;
reator.ya=0.0197;
reator.s=1;
reator.yp=0.0197;
reator.rp=66.2;

barra.equipamento='barramento';
barra.ym=1;
barra.rm=8;
barra.ya=0.0054;
barra.s=2;
barra.yp=0.0054;
barra.rp=19.9871;

pararaio.equipamento='para-raio';
pararaio.ym=0.25;
pararaio.rm=4;
pararaio.ya=0.0048;
pararaio.s=1;
pararaio.yp=0.0048;
pararaio.rp=19.5473;

trafo.equipamento='trafo';
trafo.ym=0.5;
trafo.rm=48;
trafo.ya=0.0389;
trafo.s=1;
trafo.yp=0.0389;
trafo.rp=311.1;

compest.equipamento='compest';
```



```
compest.ym=0.5;
compest.rm=48;
compest.ya=2.2128;
compest.s=2;
compest.yp=2.2128;
compest.rp=23.1;
```

## C.2. Rotina “elementos\_EL.m”

Enumeração de cada elemento da Função Transmissão do tipo Linha de Transmissão selecionada para análise e classificação de cada elemento como chaveável ou não.

```
E1=chave;
E2=chave;
E3=chave;
E4=chave;
E5=disjuntor;
E6=chave;
E7=TC;
E8=chave;
E9=pararaio;
E10=reator;
E11=pararaio;
E12=TP;
E0=barra;
```

```
E1.chaveavel=false;
E2.chaveavel=false;
E3.chaveavel=false;
E4.chaveavel=false;
E5.chaveavel=true;
E6.chaveavel=false;
E7.chaveavel=false;
E8.chaveavel=false;
E9.chaveavel=false;
E10.chaveavel=true;
E11.chaveavel=false;
E12.chaveavel=false;
E0.chaveavel=true;
```

### C.3. Rotina “elementos\_TR.m”

Enumeração de cada elemento da Função Transmissão do tipo Transformação selecionada para análise e classificação de cada elemento como chaveável ou não.

```
% descrição de cada elemento da FT
% [chave/disjuntor/TC/TP/reator/barra/pararaio/trafo/compest]
E1=chave;
E2=chave;
E3=chave;
E4=chave;
E5=disjuntor;
E6=chave;
E7=TC;
E8=pararaio;
E9=trafo;
E10=TC;
E11=TP;
E12=pararaio;
E0=barra;

% descrição de cada equip. quanto a possibilidade de chaveamento
% [true/false]
E1.chaveavel=false;
E2.chaveavel=false;
E3.chaveavel=false;
E4.chaveavel=false;
E5.chaveavel=true;
E6.chaveavel=false;
E7.chaveavel=false;
E8.chaveavel=false;
E9.chaveavel=false;
E10.chaveavel=false;
E11.chaveavel=false;
E12.chaveavel=false;
E0.chaveavel=false;
```

## C.4. Rotina “elementos\_MG.m”

Enumeração de cada elemento da Função Transmissão do tipo Módulo Geral selecionada para análise e classificação de cada elemento como chaveável ou não.

```
% Equipamentos      código
% chave             chave
% disjuntor         disjuntor
% TC                TC
% TP                TP
% Reator            reator

% Barramento       barra
% Para-Raio        pararaio
% Transformador     trafo
% Comp.Estático     compest
```

```
E1=TP;
E2=barra;
E3=chave;
E4=disjuntor;
E5=chave;
E6=barra;
E7=TP;
```

```
E1.chaveavel=true;
E2.chaveavel=true;
E3.chaveavel=true;
E4.chaveavel=true;
E5.chaveavel=true;
E6.chaveavel=true;
E7.chaveavel=true;
```

## C.5. Função “fp1.m”

Determina a taxa de falha (yp1), tempo de reparo (rp1) e indisponibilidade (ip1) para a contingência onde a falha passiva de um elemento (i) causa indisponibilidade da Função Transmissão.

```
function fp1(i)
```

```

% 1.1 Falha passiva de um componente
yp1=i.yp
rp1=i.rp
ip1=i.yp*i.rp

```

## C.6. Função “fp2.m”

Determina a taxa de falha (yp2), tempo de reparo (rp2) e indisponibilidade (ip2) para contingências onde a falha passiva de dois elementos (i e j) ocasione a indisponibilidade da Função Transmissão.

```

function fp2(i,j)
% 1.2. falha passiva de dois componentes
yp2=i.yp*j.yp*(i.rp+j.rp)/8760
rp2=i.rp*j.rp/(i.rp+j.rp)
ip2=yp2*rp2

```

## C.7. Função “fpm.m”

Determina a taxa de falha (ypm), tempo de reparo (rpm) e indisponibilidade (ipm) para contingências onde a falha passiva de um elemento (i) quando outro (j) está em manutenção ocasione a indisponibilidade da Função Transmissão.

```

function fpm(i,j)
% 1.3. falha passiva quando outro está em manutenção
ypm=(i.yp*j.ym*j.rm+j.yp*i.ym*i.rm)/8760
rpm=((i.yp*j.ym*j.rm/ypm)*(i.rp*j.rm/(i.rp+j.rm)))+(j.yp*i.ym*i.rm/ypm)
*(j.rp*i.rm/(j.rp+i.rm))/8760
ipm=ypm*rpm

```

## C.8. Função “fa1.m”

Determina a taxa de falha (ya1), tempo de reparo (ra1) e indisponibilidade (ia) para a contingência onde a falha ativa de um elemento (i) causa indisponibilidade da Função Transmissão.

```

function fa1(i)

```

```

% 2.1. falha ativa de um componente
ya1=i.ya
ra1=i.s
ia=i.ya*i.s

```

## C.9. Função “far.m”

Determina a taxa de falha (yar), tempo de reparo (rar) e indisponibilidade (iar) para a contingência onde a falha ativa de um elemento (i) quando outro (j) está em reparo causa indisponibilidade da Função Transmissão.

```

function far(i,j)
% 2.2. falha ativa de um componente quando outro está em reparo
yar=i.ya*j.yr*(i.s+j.rp)/8760
if i.chaveavel==true
    rar=i.s
else
    rar=i.s*j.rp/(i.s+j.rp)
end
iar=yar*rar

```

## C.10. Função “fam.m”

Determina a taxa de falha (yam), tempo de reparo (ram) e indisponibilidade (iam) para a contingência onde a falha ativa de um elemento (i) quando outro (j) está em manutenção causa indisponibilidade da Função Transmissão.

```

function fam(i,j)
% 2.3. falha ativa de um componente quando outro está em manutenção
yam=i.ya*j.yr*j.rm/8760
if i.chaveavel==true
    ram=i.s
else
    ram=i.s*j.rm/(i.s+j.rm)
end
iam=yam*ram

```

## C.11. Função “fad.m”

Determina a taxa de falha (yad), tempo de reparo (rad) e indisponibilidade (iad) para a contingência onde a falha ativa de um elemento (i) quando o disjuntor (j) permanece preso quando acionado e ocasiona indisponibilidade da Função Transmissão.

```
function fad(i,j)
% 2.4. falha ativa de um componente e um disjuntor preso
yad=i.ya*j.dp
rad=i.s
iad=yad*rad
```