

MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DO PROGRAMA DE MANUTENÇÃO  
DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Christian Ducharme

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Alexandre Pinto Alves da Silva

Rio de Janeiro  
Julho de 2012

MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DO PROGRAMA DE MANUTENÇÃO  
DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Christian Ducharme

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

---

Prof. Alexandre Pinto Alves da Silva, Ph.D.

---

Prof. Luiz Pereira Calôba, Dr.Ing.

---

Prof. Ricardo Bernardo Prada, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL  
JULHO DE 2012

Ducharme, Christian.

Modelagem e Otimização do Programa de Manutenção de Transformadores de Potência / Christian Ducharme. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2012.

XI, 111 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Alexandre Pinto Alves da Silva.

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 98-102.

1. Programação da Manutenção. 2. Otimização. 3. Programação Linear Inteira Mista. 4. Transmissão de Energia Elétrica. 5. Transformador de Potência. I. Silva, Alexandre Pinto Alves da. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Com amor, às mulheres da minha vida:  
Maria Rosélia (em memória), Michelle,  
Dilean e Sofia Ducharme.*

# Agradecimentos

O autor presta os sinceros agradecimentos...

Ao Professor Alexandre Pinto Alves da Silva, pela orientação e ensinamentos.

Aos pesquisadores Carlos Julio Dupont e Walter Martin Huaman Cuenca, pelas sugestões e apoio.

Aos engenheiros Cleusomir Carvalho dos Santos, Lílian Ferreira Queiroz e Alexandre Claro Ramis, pelos esclarecimentos sobre a prática da manutenção nos equipamentos de alta tensão.

À esposa Dilean Freire Campos Ducharme, por tornar esta tarefa bem mais leve com seu companheirismo e amor incondicional.

À filha Sofia Freire Ducharme, pela enorme alegria que trouxe ao nascer durante o desenvolvimento deste trabalho.

Ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, pelo incentivo aos seus pesquisadores para que se tornem Mestres e Doutores.

Às empresas do grupo Eletrobras – Eletronorte, Furnas, Eletrosul e Chesf, à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, pelos relatórios, manuais, atas, apresentações, procedimentos, resoluções, dados de campo e informações disponibilizados.

Àqueles que de alguma forma contribuíram para a conclusão deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

## MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DO PROGRAMA DE MANUTENÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Christian Ducharme

Julho/2012

Orientador: Alexandre Pinto Alves da Silva

Programa: Engenharia Elétrica

No Brasil, a qualidade do serviço de transmissão de energia elétrica passou a ser medida, recentemente, pela disponibilidade e capacidade de suas instalações, o que rendeu à manutenção das empresas transmissoras um papel de destaque - elaborar o programa de manutenções de suas instalações, em especial transformadores de potência, de modo que os desligamentos necessários acarretem o mínimo de multas. Este trabalho propõe um modelo para o programa de manutenção das transmissoras com o objetivo de otimizar o cronograma dos desligamentos dos transformadores de potência, minimizando os custos e os riscos decorrentes. A metodologia avalia a importância de cada transformador, os custos das manutenções, os benefícios do melhor momento de uma intervenção e as principais restrições impostas em um programa de manutenção. O problema foi modelado matematicamente como um problema linear de programação inteira mista e foi utilizada a linguagem de modelagem algébrica para implementar o modelo proposto em uma ferramenta computacional. Foram utilizados dados do sistema elétrico nacional do ano de 2010 para constituição de série histórica e de 2011 para teste de eficácia do modelo. O argumento de saída desta ferramenta é o ordenamento ótimo viável para a programação de manutenção de uma população de transformadores de potência no prazo de 52 semanas. Este resultado representa uma solução com base empírica inovadora, robusta e adequada para dar suporte à tomada de decisão dos especialistas. Sua aplicação permite um maior controle das variáveis envolvidas e uma menor exposição da empresa ao risco.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

MODELING AND OPTIMIZATION OF POWER TRANSFORMERS'  
MAINTENANCE SCHEDULING

Christian Ducharme

July/2012

Advisor: Alexandre Pinto Alves da Silva

Department: Electrical Engineering

Lately in Brazil, the quality of of the electrical energy transmission service has been measured by the availability and capacity of its facilities, which has granted the the maintenance division of transmission companies a leading role – planning the maintenance program of their facilites, mainly in relation to power transformers, so as to assure that the required shutdowns will result in the lowest possible number of fines issued to the company. This paper aims at proposing a model for the power transformers' maintenance program in order to optimize their outage schedule and to minimize costs and risks arising therefrom. The methodology evaluates the importance of each transformer, the maintenance costs, the benefits of the best time for an intervention, and takes into consideration the main restrictions present in a maintenance program. The problem was mathematically modeled as a Mixed-Integer Linear programming problem and we have employed the algebraic modeling language in order to apply the proposed model in a computational tool. To this end, data of the 2010 Brazilian electric system was used for building up the historical background and 2011 data was employed to test the effectiveness of the model. The output argument of this tool is the optimum viable arrangement for the maintenance schedule of a power transformer population within a 52-week timespan. This result represents an innovative, robust and empirical-based solution, which adequately supports the experts' decision-making process. The use of such solution allows a greater control of the variables involved and lowers risks for the company.

# Sumário

<b>CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1 DELIMITAÇÃO .....	3
1.2 MOTIVAÇÃO .....	5
1.3 OBJETIVOS .....	6
1.4 CONTRIBUIÇÕES .....	7
1.5 ORGANIZAÇÃO .....	7
<b>CAPÍTULO 2 FUNDAMENTAÇÃO</b> .....	<b>9</b>
2.1 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	9
2.2 O SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA .....	10
2.3 PROGRAMAÇÃO DE INTERVENÇÕES NA TRANSMISSÃO .....	16
2.4 PERDAS FINANCEIRAS NA TRANSMISSÃO DEVIDO AOS TRANSFORMADORES	19
2.4.1 Custos Operacionais na Manutenção de Transformadores .....	19
2.4.2 Custos de Fiscalização na Manutenção de Transformadores .....	21
2.5 PROGRAMAÇÃO MATEMÁTICA .....	29
2.6 LINGUAGEM DE PROGRAMAÇÃO MATEMÁTICA AMPL .....	32
2.7 DESCRIÇÃO DA PROGRAMAÇÃO DA MANUTENÇÃO SEGUNDO A LITERATURA	34
2.8 DESCRIÇÃO DO RISCO SEGUNDO A LITERATURA .....	41
<b>CAPÍTULO 3 MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO PARA OTIMIZAÇÃO</b> .....	<b>46</b>
3.1 MODELO MATEMÁTICO DIDÁTICO .....	46
3.2 MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO FORMAL .....	58
3.3 PSEUDO-CÓDIGO DO MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO .....	61
3.3.1 Parâmetros de Entrada .....	61
3.3.2 Parâmetros Calculados .....	63
3.3.3 Variáveis .....	64
3.3.4 Função Objetivo .....	65
3.3.5 Restrições .....	66
3.5. TESTE DE EFICÁCIA DO MODELO: ESTUDO DE CASO .....	69
<b>CAPÍTULO 4 RESULTADOS E ANÁLISES</b> .....	<b>81</b>
<b>CAPÍTULO 5 CONCLUSÃO</b> .....	<b>95</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>98</b>
<b>ANEXO A DADOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b> .....	<b>103</b>
<b>ANEXO B DADOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b> .....	<b>107</b>



# Lista de Figuras

FIGURA 1.1 – Esquema simplificado de um sistema elétrico .....	2
FIGURA 2.1 – Oferta interna de energia elétrica por fonte, em 2010.....	10
FIGURA 2.2 – O sistema brasileiro de transmissão de energia elétrica.....	12
FIGURA 2.3 – Probabilidade x Consequência.....	43
FIGURA 2.4 – Sistema Fuzzy para inferência da severidade global.....	44
FIGURA 3.1 – Função de penalidade por horas utilizadas .....	52
FIGURA 3.2 – Função de penalidade por risco pendente.....	54
FIGURA 3.3 – Função de penalidade por risco da unidade .....	54
FIGURA 3.4 – Pseudo-código para pré-processamento (opcional) .....	63
FIGURA 3.5 – Pseudo-código para definição das variáveis .....	64
FIGURA 3.6 – Pseudo-código para busca da solução da programação .....	65
FIGURA 3.7 – Pseudo-código para restrição de duração .....	66
FIGURA 3.8 – Pseudo-código para restrição de mão-de-obra.....	66
FIGURA 3.9 – Pseudo-código para restrição de simultaneidade .....	66
FIGURA 3.10 – Pseudo-código para restrição de continuidade.....	67
FIGURA 3.11 – Pseudo-código para restrição de inflexibilidade, de janela e de semana ....	67
FIGURA 3.12 – Pseudo-código para restrição de exclusividade.....	67
FIGURA 3.13 – Pseudo-código para restrição de transmissão.....	68
FIGURA 3.14 – Pseudo-código para restrição de demanda .....	68
FIGURA 3.15 – Pseudo-código para suporte das restrições .....	69
FIGURA 3.15 – Limitantes para o fornecimento de energia das subestações .....	79
FIGURA 4.1 – Evolução das iterações com CPLEX 12.2 .....	85
FIGURA 4.2 – Evolução das iterações com CPLEX 12.4 .....	85
FIGURA 4.3 – Evolução das iterações com GUROBI 5.0.....	85
FIGURA 4.4 – Comparativos dos tempos de processamento computacional .....	86
FIGURA 4.5 – Comparativos das penalizações devido à PVI.....	92
FIGURA 4.6 – Comparativos das penalizações devido ao risco das unidades .....	92
FIGURA 4.7 – Desvios em relação à solução ótima, para os casos atual e pior.....	93
FIGURA 4.8 – Variação da PVI em relação à solução ótima, para os casos atual e pior.....	94
FIGURA 4.9 – Variação do risco em relação à solução ótima, para os casos atual e pior ....	94
FIGURA A.1 – Capacidade instalada de geração elétrica no Brasil.....	103

# Lista de Tabelas

TABELA 2.1 – Extensão das linhas de transmissão do SIN, em 2010.....	11
TABELA 2.2 – Pagamento de encargos pelo uso do SIN, em novembro de 2011.....	13
TABELA 2.3 – Descontos de PV por agente de transmissão, em novembro de 2011 .....	14
TABELA 2.4 – Total de descontos de PV, em reais, em novembro de 2011 e no ciclo tarifário 2011-2012.....	15
TABELA 2.5 – Eventos causadores de desconto de PV, em novembro de 2011 .....	15
TABELA 2.6 – Perturbações e seus impactos no SIN, em 2010.....	17
TABELA 2.7 – Revitalizações e investimentos do PMIS 2010-2013.....	18
TABELA 2.8 – Manutenções corretivas que podem constar na programação de manutenção de transformadores, com respectivos tempos de duração e custos esperados. ....	20
TABELA 2.9 – Manutenções preventivas que podem constar na programação de manutenção de transformadores, com respectivos tempos de duração e custos esperados.....	20
TABELA 2.10 – Duração máxima admissível para desligamento programado (DP) e outros desligamentos (OD); Número máximo admissível de OD; Fator multiplicador para DP e OD para transformadores da Rede Básica .....	23
TABELA 2.11 – Percentil de 25% da duração de desligamento de transformadores.....	24
TABELA 2.12 – Qualidade do serviço público de transmissão das concessões não licitadas, apuração de junho de 2010 a maio de 2011.....	25
TABELA 2.13 – Qualidade do serviço público de transmissão das concessões licitadas, apuração de junho de 2010 a maio de 2011.....	26
TABELA 2.14 – Total de descontos por PV e de adicional à RAP, apuração de junho de 2010 a maio de 2011.....	27
TABELA 2.15 – Exemplos de algoritmos de otimização .....	33
TABELA 2.16 – Características básicas de trabalhos selecionados na literatura.....	37
TABELA 3.1 – Planejamento atual para o exemplo didático.....	46
TABELA 3.2 – Custo de manutenção para o exemplo didático.....	47
TABELA 3.3 – Franquia e penalidade para o exemplo didático .....	51
TABELA 3.4 – Risco das unidades para o exemplo didático .....	53
TABELA 3.5 – Penalidade devido ao risco para o exemplo didático.....	55
TABELA 3.6 – Possíveis causas de falhas e possíveis ações para o exemplo didático .....	57
TABELA 3.7 – Causas de falhas mais graves e ações recomendadas para o exemplo didático.....	57
TABELA 3.8 – Relação das semanas no estudo de caso.....	70
TABELA 3.9 – Quantitativo de transformadores e bancos do estudo de caso .....	70
TABELA 3.10 – Descrição detalhada de cada transformador do estudo de caso .....	71
TABELA 3.11 – Potência requerida por cada região consumidora do estudo de caso .....	73

TABELA 3.12 – Grupos de atendimento do estudo de caso .....	73
TABELA 3.13 – Subestações mantidas por cada equipe do estudo de caso.....	74
TABELA 3.14 – Capacidade de cada equipe do estudo de caso.....	75
TABELA 3.15 – Unidades com simultaneidade obrigatória no estudo de caso.....	75
TABELA 3.16 – Meses permitidos para programação da manutenção do estudo de caso ...	75
TABELA 3.17 – Unidades com exclusividade obrigatória no estudo de caso .....	76
TABELA 3.18 – Histórico de desligamentos nos 11 meses anteriores ao estudo de caso....	77
TABELA 3.19 – Custo de penalização pelo risco de uma unidade no estudo de caso .....	77
TABELA 3.20 – Ações com desligamentos a programar no estudo de caso .....	78
TABELA 3.21 – Desligamentos previstos no estudo de caso .....	80
TABELA 4.1 – Solução ótima para os cinco testes.....	83
TABELA 4.2 – Comparativo dos testes do modelo proposto, com CPLEX 12.2 .....	84
TABELA 4.3 – Comparativo dos testes do modelo proposto, com CPLEX 12.4 .....	84
TABELA 4.4 – Comparativo dos testes do modelo proposto, com GUROBI 5.0.....	84
TABELA 4.5 – Programação real de desligamentos no primeiro semestre do estudo de caso .....	87
TABELA 4.6 – Programação real de desligamentos no segundo semestre do estudo de caso .....	87
TABELA 4.7 – Programação otimizada contra programação atual na empresa .....	90
TABELA 4.8 – Programação otimizada contra pior caso .....	91
TABELA A.1 – Oferta interna de energia elétrica, por tipo de produtor e fonte, em 2010 ...	104
TABELA A.2 – Resumo da eletricidade no Brasil, em 2010.....	105
TABELA A.3 – Geração elétrica mundial, em 2008 .....	105
TABELA A.4 – Geração hidrelétrica mundial, em 2008 .....	106
TABELA B.1 – Redes de transmissão de energia elétrica dos maiores operadores mundiais, em 2010 .....	107
TABELA B.2 – Maiores redes de transmissão no Brasil, em 2010 .....	108
TABELA B.3 – Evolução do RAP, do adicional à RAP e PV, de acordo com as resoluções 167/2000, 244/2001, 358/2002, 307/2003, 071/2004, 118/2004, 150/2005, 354/2006, 497/2007, 671/2008, 844/2009, 1022/2010 e 1171/2011.....	108
TABELA B.4 – Maiores receitas anuais permitidas no ciclo tarifário 2011-2012 .....	109
TABELA B.5. – Duração máxima admissível para desligamento programado (DP) e outros desligamentos (OD); Número máximo admissível de OD; Fator multiplicador para DP e OD para instalações da RB .....	110
TABELA B.6 – Percentil de 25% da duração de desligamento.....	111

# Capítulo 1

## INTRODUÇÃO

Os transformadores de potência formam o elo principal da cadeia de transmissão de energia elétrica [1-2]. Eles são cruciais não somente para o desempenho do sistema elétrico e para a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, mas também para viabilidade econômica e desempenho financeiro das companhias de eletricidade. A complexidade técnica, o alto custo inicial e o longo ciclo de vida de um transformador de potência tornam o seu processo de manutenção um grande desafio [3]. E apesar de apresentar um custo de manutenção considerado baixo, se comparado ao seu preço inicial [4-5], o orçamento total de manutenção de uma grande população de transformadores de potência pode se tornar substancial.

Como são equipamentos, geralmente, muito confiáveis - com taxa de falhas na faixa de 0,005 a 0,03 [3-4], e com expectativa de vida de 40 anos ou mais [1-4], o problema de otimização da manutenção dos transformadores de potência começou a despertar maior interesse das companhias internacionais de eletricidade há pouco mais de dez anos. Naquela época, alguns problemas se tornaram comuns a várias empresas do setor elétrico americano e europeu, em especial: transformadores de potência se aproximando do final de vida de projeto, menos pessoas disponíveis em seus quadros, principalmente especialistas, para gerenciar uma população envelhecida de equipamentos, e mudanças organizacionais onde empresas foram desmembradas em geração, transmissão e distribuição [6]. As etapas de geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica estão representadas na Figura 1.1.

As empresas brasileiras proprietárias de transformadores de potência passaram por situações similares alguns anos depois. Particularmente para as empresas com foco na transmissão de energia elétrica, um fator complicador preponderante foi adicionado há pouco tempo pela ANEEL<sup>1</sup>, através da Resolução Normativa número 270, de 26 de junho de 2007 [7]. Esta resolução, que entrou em vigor em 03 de junho de 2008, estabeleceu as

---

<sup>1</sup> Agência Nacional de Energia Elétrica, criada pela Lei 9.427/1996 para regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil. Sua missão é proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio e em benefício da sociedade.

disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações em tensão de 230 kV, ou superior, do sistema elétrico brasileiro. Seu texto, em especial, tem servido como base para todos os contratos de concessão para exploração do serviço público de transmissão de energia elétrica, celebrados entre a ANEEL, representando a União, e as companhias concessionárias de transmissão.

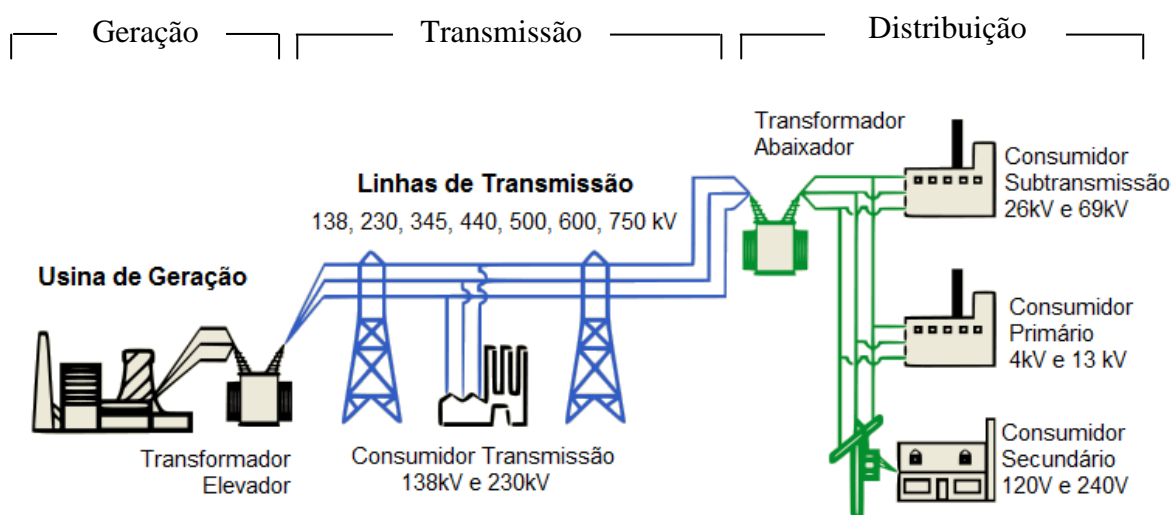


FIGURA 1.1 – Esquema simplificado de um sistema elétrico

(Adaptado de: North American Electric Reliability Corporation - NERC)

Com duração de 30 anos, as cláusulas de uma concessão estabelecem regras claras que definem a qualidade dos serviços de transmissão. Regularidade, eficiência, segurança, atualidade, cortesia no atendimento prestado aos consumidores, modicidade das tarifas, integração social e preservação do meio ambiente são alguns dos compromissos assumidos pela transmissora. Outra responsabilidade das transmissoras é arcar com os custos de compra, instalação e operação (basicamente custos de manutenção e fiscalização) dos equipamentos necessários para transportar energia entre as geradoras e as distribuidoras (ou consumidores livres). Penalidades também são previstas para os casos em que a fiscalização da ANEEL constatar irregularidades ou quando a qualidade da transmissão de energia não atingir os critérios estabelecidos. Em contrapartida, a transmissora faz jus a uma receita mensal para cada conjunto de equipamentos, de acordo com sua disponibilidade e capacidade.

A manutenção, que até então tinha uma importância secundária e difícil de quantificar, passou a ter um papel de destaque nas empresas transmissoras brasileiras. Em outras palavras, a manutenção de cada equipamento ganhou grande importância a partir do momento que todas as unidades passaram a gerar receita. Este aumento de importância trouxe a reboque grandes responsabilidades e cobranças. Atualmente existe uma grande pressão dos órgãos reguladores (em nome da sociedade) e da própria transmissora (em nome de seus acionistas) quanto à manutenção dos equipamentos. Por um lado a ANEEL e o ONS<sup>2</sup> exigem entrega de energia com alta confiabilidade e pelo outro a companhia, ano a ano, diminui o orçamento anual disponibilizado para a manutenção. Na prática ocorre que operar os transformadores de potência com máxima disponibilidade à plena carga e, simultaneamente, mantê-los adequadamente com um orçamento baixo, apesar de serem forças contraditórias devem ser balanceadas. Encontrar o ponto ótimo deste balanço é crucial para o sucesso da transmissora no longo prazo [8].

A contribuição deste trabalho vem no sentido de ajudar a encontrar este ponto ótimo, por meio de modelagem matemática e implementação de ferramenta computacional. O argumento de saída desta ferramenta deverá ser o ordenamento ótimo viável para a programação da manutenção de uma população de transformadores de potência, no horizonte de tempo determinado. Como ganho indireto, a automação deste processo de análise permitirá um maior controle das variáveis e melhor tomada de decisão pelos especialistas.

## **1.1 DELIMITAÇÃO**

As empresas de transmissão de energia elétrica no Brasil, a exemplo de Eletronorte, Eletrosul, Chesf e Furnas, geralmente têm seus ativos distribuídos em uma área territorial muito extensa e por isso é comum dividi-las em áreas territoriais menores, englobando algumas de suas subestações e linhas de transmissão. A cada agrupamento deste tipo tem-se uma regional diferente. Cada regional tem uma Gerência de Manutenção, que é o órgão responsável pela manutenção de todos os ativos instalados dentro do seu perímetro de atuação e que se reporta à Gerência de Manutenção da empresa.

---

<sup>2</sup> Operador Nacional do Sistema Elétrico, responsável pela operação centralizada e integrada das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional. Sua missão é garantir um suprimento de energia elétrica contínuo, econômico e seguro em todo Brasil. Suas atribuições foram ratificadas pelo decreto 5.081/2004.

Além de cuidar da condição dos ativos de sua responsabilidade no dia a dia do ano corrente, a Gerência de Manutenção de cada regional deve elaborar com antecedência uma programação de manutenção para o ano seguinte, ou seja, contemplando as 52 semanas do ano posterior. Este planejamento consome no mínimo um mês de trabalho de alguns engenheiros e é feito, normalmente, até dezembro de cada ano. Feito isto, as regionais devem enviar seus planejamentos para a Gerência de Manutenção da empresa, que analisa as interligações e desdobramentos de todas as informações de uma maneira global. Neste momento, pode ser solicitado às regionais que revisem seus planejamentos acertando as não-conformidades identificadas. Passadas as etapas de elaboração, análise e revisão, normalmente no mês de janeiro, tem-se uma programação consolidada para toda a empresa, a ser aplicada em cada regional.

A programação é executada pelos técnicos de manutenção, que estão distribuídos nas subestações. Cada técnico tem sua especialidade e atende preferencialmente as ordens de serviço de sua subestação de alocação, mas pode ser designado para realizar serviços nas subestações próximas, no caso de falta de mão-de-obra especializada nestes locais. Normalmente as manutenções são resolvidas com os técnicos da própria regional e somente nos casos extremos se faz uso dos técnicos de uma regional vizinha.

Embora as transmissoras tenham várias regionais e diversos tipos de equipamentos utilizados na função de transmissão de energia, esta dissertação considerou apenas uma regional e se limitou aos transformadores de potência. Os ativos deste tipo foram escolhidos pela sua importância no sistema elétrico (abordada na introdução). Num trabalho futuro, todas as regionais e os demais equipamentos da transmissão poderão ser contemplados de forma análoga, numa extensão natural e mais realista do trabalho proposto. Os ativos de geração e distribuição não fizeram parte do escopo deste trabalho.

Quanto ao horizonte da programação, este trabalho se limitou a um ano e este período foi dividido em 52 semanas, uma vez que este formato é o mais usual para o problema em questão nas empresas transmissoras. Na prática, diferente de outrora, os equipamentos não são mais desligados nos dias úteis da semana (somente quando estritamente necessário), ou seja, o procedimento padrão é efetuar os desligamentos primordialmente nos finais de semana e feriados, justamente quando a carga do sistema interligado nacional está mais baixa.

Quanto à complexidade do problema de otimização da programação da manutenção, pode-se afirmar que sua dimensão aumenta exponencialmente à medida que aumenta o

número total de unidades ou de estágios de tempo (como em qualquer problema de otimização combinatória de grande porte). Estabelecendo que cada unidade tem dois estados possíveis a cada estágio de tempo: disponível ou indisponível (em operação ou em manutenção), uma programação de 30 unidades no horizonte de 52 semanas tem um universo de  $2^{1560}$  combinações possíveis para manipular. Uma busca exaustiva num universo como este é computacionalmente intratável. Mas nem todas essas combinações são viáveis, uma vez que há sempre várias restrições que devem ser respeitadas (normalmente recursos), e algumas técnicas podem diminuir consideravelmente este universo de possíveis soluções. Sem a utilização de técnicas apropriadas, alguns especialistas utilizam a própria experiência e o bom senso para elaborar suas programações, o que é um processo mais demorado, dispendioso e propenso ao erro humano, podendo levar à perda de recursos financeiros da empresa ou a sua maior exposição ao risco.

A base do método proposto neste trabalho é modelar a programação dos desligamentos de transformadores de potência para os agentes de transmissão do sistema elétrico brasileiro com o objetivo de otimizar o processo e assim minimizar os custos decorrentes, ao executar uma ponderação entre a importância de cada transformador, os custos e os benefícios do melhor momento de uma intervenção, considerando uma dezena de restrições impostas ao processo. Em outras palavras, esta modelagem se propõe a ser uma ferramenta de controle das economias geradas e das perdas provocadas pelas ações da manutenção da transmissora.

Vale ressaltar que embora atualmente não seja possível definir um único modelo que considere todas as relações entre custos, qualidade e restrições envolvidas com detalhamento e exatidão necessários, o método proposto se propõe a quantificar parte destas relações, o suficiente para dar um suporte matemático adequado aos especialistas no momento da tomada de decisão.

## **1.2 MOTIVAÇÃO**

O investimento na otimização da programação da manutenção justifica-se para concessionárias que buscam prestar um serviço de transmissão de energia elétrica com a qualidade exigida pela ANEEL e, para tal, precisam melhorar a eficiência na gestão operacional de seus principais ativos – os transformadores de potência. Como a qualidade



deste serviço é medida com base na disponibilidade e na capacidade plena dos ativos, é preciso que as companhias revisem as práticas vigentes relativas à operação e à manutenção dos seus transformadores de potência no intuito de:

- Reduzir os custos da manutenção, decorrentes de desperdícios com tempo de mobilização, deslocamento e espera de suas equipes de manutenção (de uma programação de manutenção equivocada);
- Reduzir os custos de fiscalização (descontos monetários) decorrentes da indisponibilidade de suas funções de transmissão (devido ao desligamento no transformador de potência sob análise).

Para tal, o tema incorpora pesquisa e inovação referentes às possibilidades de aplicação de técnicas computacionais na busca de um planejamento de manutenção ótimo, considerando as relações entre os custos, a qualidade do fornecimento e as restrições de recursos envolvidos neste processo. Adicionalmente, este tema é uma demanda recorrente para cadernos de investimentos em projetos de Pesquisa & Desenvolvimento da ANEEL, uma vez que é um problema de engenharia ainda sem solução.

### **1.3 OBJETIVOS**

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia para representar e analisar o problema da programação da manutenção de transformadores de potência no novo cenário do setor elétrico brasileiro, formado a partir da vigência da resolução normativa 270/2007 da ANEEL, que estabeleceu disposições sobre a qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica.

Espera-se elevar a qualidade do serviço de transmissão através da implementação de sistema computacional que, a partir de indicadores adequados, seja capaz de modelar os desligamentos no sistema elétrico e minimizar os custos decorrentes deste processo, indicando alternativas de boa gestão para a programação da manutenção de transformadores de potência. No futuro, este trabalho poderá ser generalizado a fim de contemplar os demais ativos da transmissão, ou seja, linhas de transmissão, reatores, compensadores estáticos, compensadores síncronos, bancos de capacitores, compensadores série e equipamentos complementares.

## **1.4 CONTRIBUIÇÕES**

A principal contribuição deste trabalho foi de ordem prática, por ter modelado, a partir de dados reais, a programação dos desligamentos de transformadores de potência para os agentes de transmissão do sistema elétrico brasileiro. Adicionalmente, este trabalho contribuiu com a comunidade científica por ter promovido uma solução inovadora com base empírica, capaz de fornecer um suporte adequado para tomada de decisão em um problema real de otimização. Verificou-se, ainda, que o modelo proposto, além de mais ágil, mais barato e mais robusto que a metodologia usual praticada no meio elétrico brasileiro, permite que a transmissora tenha um maior controle das variáveis envolvidas no processo e uma exposição menor ao risco. Finalmente, atestou-se que a linguagem de programação algébrica foi eficaz para implementar o modelo proposto em uma ferramenta computacional.

## **1.5 ORGANIZAÇÃO**

A estrutura deste trabalho está desenvolvida com o intuito de facilitar a compreensão do cenário, do problema e das metodologias de solução apresentados. Este trabalho está estruturado em cinco capítulos, sendo o primeiro uma abordagem introdutória do contexto teórico, do contexto prático e do problema da programação da manutenção de transformadores de potência propriamente dito, especialmente relevante para as empresas transmissoras de energia elétrica.

O capítulo dois apresenta uma revisão teórica dos conceitos necessários para o entendimento dos modelos normalmente utilizados e do modelo posteriormente proposto nesta dissertação. São apresentados nesse capítulo os aspectos mais significativos relacionados à programação da manutenção dos transformadores de potência do sistema de transmissão brasileiro. Em seguida são definidos os conceitos relacionados à programação matemática e à linguagem de modelagem algébrica. Finalizando o capítulo são apresentadas as descrições de problemas similares segundo a literatura.

No capítulo três é proposto um modelo matemático para otimização da programação da manutenção de transformadores de potência, à luz das referências bibliográficas atualmente disponíveis. Um exemplo didático e um estudo de caso foram apresentados. Foram utilizados dados do ano de 2010 de uma empresa de grande porte do sistema

elétrico nacional para constituição de série histórica e de 2011 para teste de eficácia do modelo.

Os resultados e as análises da aplicação do modelo proposto no capítulo anterior são descritos no capítulo quatro. Por fim, o capítulo cinco apresenta as conclusões deste trabalho e as sugestões de atividades para uma possível sequência. Dois anexos, com informações adicionais ao entendimento do trabalho, finalizam a dissertação.

## Capítulo 2

# FUNDAMENTAÇÃO

### **2.1 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

O sistema elétrico brasileiro é singular. Em nenhum país do mundo existe um sistema elétrico similar com o porte e as características do modelo brasileiro. O Brasil tem um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas, com múltiplos proprietários e praticamente todo interligado. De acordo com o ONS [9], o Sistema Interligado Nacional (SIN) é composto pelas instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país eletricamente interligadas, o que corresponde a quase 97% da capacidade de produção de eletricidade do país. Os outros 3% estão relacionados a pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na região amazônica.

Segundo a EPE<sup>3</sup> [10], a fonte hidráulica corresponde a 74% de toda oferta de geração de energia elétrica no Brasil. As outras fontes de energia elétrica disponíveis no país são: Gás Natural (6,8%), Importação - Paraguai, Argentina, Venezuela e Uruguai (6,5%), Biomassa - Lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações (4,7%), Derivados do petróleo (3,6%), Nuclear (2,7%), Carvão e derivados (1,3%) e Eólica (0,4%). Em 2010, o Brasil gerou 545,1 TWh de energia elétrica, sendo 86% originada de fontes renováveis. Para atingir este montante de geração e atender a demanda anual de 455,7 TWh, o Brasil conta com uma capacidade instalada de geração de energia elétrica de 113.327 MW. Conforme relatado pela EPE [11], o Brasil tem a nona maior geração de energia elétrica no mundo (atrás de EUA, China, Japão, Rússia, Índia, Canadá, Alemanha e França) e a terceira maior geração hidrelétrica mundial (atrás de China e Canadá). As fontes que compõem a oferta interna de energia elétrica estão representadas na Figura 2.1. As informações citadas acima estão detalhadas no Anexo A.

---

<sup>3</sup> Empresa de Pesquisa Energética, criada pela Lei 10.847/2004 para subsidiar com estudos e pesquisas o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo, gás natural, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética. Está vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

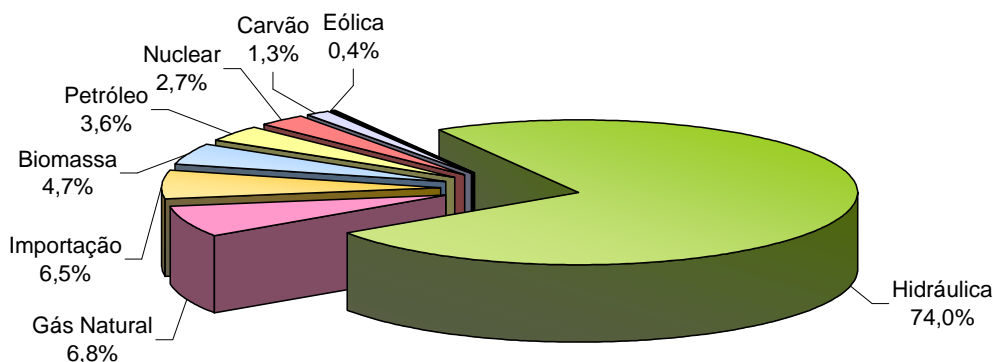


FIGURA 2.1 – Oferta interna de energia elétrica por fonte, em 2010

(Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE)

## 2.2 O SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

De acordo com a EPE [11], a extensão das linhas de transmissão do SIN é de 98.648 Km. Por estas linhas a energia elétrica é transportada em corrente alternada nas tensões 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV e 750 kV, e em corrente contínua na tensão de 600kV. A Tabela 2.1 apresenta a extensão das linhas de transmissão do SIN por classe de tensão e a Tabela B.2, por agente. Conforme mostrado na Tabela B.1, o SIN é a quarta maior rede de transmissão de energia elétrica do mundo.

As instalações de transmissão do SIN são classificadas, quanto à tensão, de duas formas: “Rede Básica” ou “Rede de Fronteira”. O grupo formado por todas as linhas de transmissão e equipamentos em tensão de 230 kV ou superior que compõem o SIN, de propriedade das concessionárias de transmissão, formam a chamada Rede Básica (RB) de transmissão. Destas instalações, os transformadores<sup>4</sup> com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230kV, bem como as respectivas conexões, formam a Rede de Fronteira (RF) – na prática são as instalações que estão no limite entre a RB e a rede de distribuição (ou a rede particular de um consumidor livre). A Figura 2.2 apresenta a visão geral do sistema de transmissão brasileiro.

<sup>4</sup> Por simplificação, a partir deste capítulo os transformadores de potência serão denominados simplesmente transformadores.

TABELA 2.1 – Extensão das linhas de transmissão do SIN, em 2010

<b>Classe de Tensão</b>	<b>Extensão (km)</b>	<b>%</b>
230 kV	43.251	43,8
345 kV	10.060	10,2
440 kV	6.671	6,8
500 kV	34.372	34,8
600 kV	1.612	1,6
750 kV	2.683	2,7
<b>Total</b>	<b>98.648</b>	<b>100,0</b>

Nota: O circuitos de 600 kV tem dois bipolos de 1.612 km cada

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Segundo o ONS [12], o sistema de transmissão brasileiro tem atualmente 69 agentes participantes, que juntos possuem 88 concessões para exploração do serviço público de transmissão de energia elétrica - desse total, 59 empresas e 65 concessões são do setor privado. Ao disponibilizar suas instalações da Rede Básica para operação do ONS, estes agentes recebem Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), a serem cobrados de cada usuário do sistema. De acordo com [12]: “O pagamento do uso da transmissão aplica-se também à geração da Itaipu Binacional. Entretanto, devido às características legais desta usina, os encargos correspondentes são assumidos pelas concessionárias de distribuição detentoras das respectivas quotas-partes da potência da usina”.

Os valores dos encargos são calculados pelo ONS e variam de acordo com a utilização dos usuários em cada mês. Em novembro de 2011 por exemplo, o sistema de transmissão brasileiro atendeu 232 usuários. Em outras palavras, 102 geradores, 47 distribuidores, 1 exportador e 82 consumidores livres conectados diretamente à Rede Básica celebraram Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) para despachar, distribuir ou consumir energia elétrica, e por isso remuneraram os agentes de transmissão. A Tabela 2.2 apresenta a participação dos usuários no pagamento dos encargos de uso do sistema de transmissão, Rede Básica e de Fronteira na apuração de novembro de 2011.

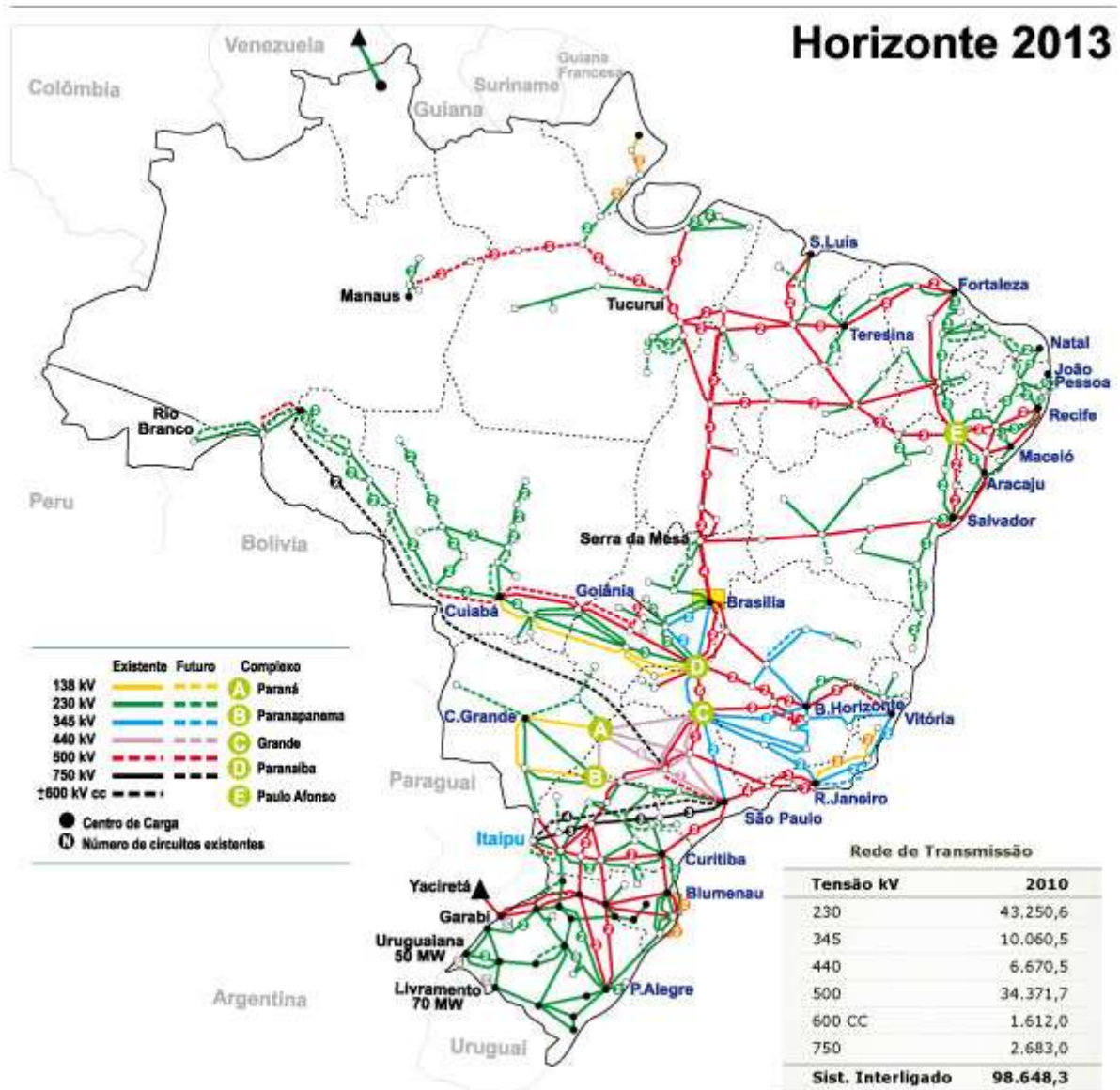


FIGURA 2.2 – O sistema brasileiro de transmissão de energia elétrica

(Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS)

TABELA 2.2 – Pagamento de encargos pelo uso do SIN, em novembro de 2011

<b>Tipo de Usuário</b>	<b>EUST RB (R\$)</b>	<b>EUST RF (R\$)</b>	<b>Total (R\$)</b>	<b>Total (%)</b>
Distribuidores	447.190.324,25	112.652.887,59	559.843.211,84	46
Distribuidores (Itaipu)	39.639.900,39	0,00	39.639.900,39	4
Geradores	364.337.939,91	0,00	364.337.939,91	36
Consumidores Livres	38.648.946,66	270.760,51	38.919.707,17	4
Usuários Temporários	540.103,22	0,00	540.103,22	0
Subtotal	890.357.214,43	112.923.648,10	1.003.280.862,53	100,0
Abatimento devido PV	(2.321.482,68)	(899.838,87)	(3.221.321,55)	0,32
<b>Total</b>	<b>888.035.731,75</b>	<b>112.023.809,23</b>	<b>1.000.059.540,98</b>	<b>99,68</b>

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Como mostrado na Tabela 2.2, há um abatimento devido à Parcela Variável (PV) referente aos casos em que houve indisponibilidade – além dos desligamentos, programados ou não, também são objeto de desconto por PV as restrições operativas temporárias, o atraso na entrada de novos empreendimentos, cancelamentos de desligamentos programados com menos de cinco dias de antecedência e atrasos na execução dos desligamentos programados. Conforme a resolução específica, o referido abatimento atua em favor da modicidade tarifária: “Os valores da parcela variável da Rede Básica descontados dos agentes de transmissão devem ser revertidos em desconto aos usuários no pagamento de encargos, na forma de rateio proporcional aos valores mensais pagos por cada um. Da mesma forma a parcela variável da rede de fronteira, deverá ser revertida em desconto exclusivamente a favor dos usuários conectados a esta rede”. A Tabela 2.3 apresenta os valores que foram descontados de parcela variável e os valores relativos de ressarcimento ou compensação (se foi o caso) por agente de transmissão, Rede Básica e de Fronteira, na apuração de novembro de 2011. A Tabela 2.4 apresenta os valores finais de desconto de parcela variável no mês de novembro de 2011 e o valor acumulado no ciclo tarifário 2011/2012 (iniciado em 1º julho de 2011), rede básica e de fronteira.



TABELA 2.3 – Descontos de PV por agente de transmissão, em novembro de 2011

Agente de Transmissão	PV RB (R\$)	R&C RB (R\$)	PV RF (R\$)	R&C RF (R\$)	Total (R\$)
<b>CONCESSÕES NÃO LICITADAS – RBSE</b>					
CEEE	(298.092,79)		0,00		(298.092,79)
CELG	0,00	4.413,15	(4.283,33)		129,82
CEMIG	(60,05)		(22.565,27)		(22.625,32)
CHESF	(798.422,82)		(168.424,28)	(3.685,20)	(970.532,30)
COPEL	(52.808,71)		0,00		(52.808,71)
CTEEP	(53.619,16)		(18.695,29)		(72.314,45)
ELETRONORTE	(192.419,63)		(246.320,20)		(438.739,83)
ELETROSUL	(792,87)		(9.995,31)		(10.788,18)
FURNAS	(332.625,30)	109.820,27	(388.975,69)		(611.780,72)
<b>CONCESSÕES LICITADAS</b>					
EATE	(34.178,17)		0,00		(34.178,17)
FURNAS (LT IBI-BAT)	(82.452,30)		0,00		(82.452,30)
NOVATRANS	(50.005,52)	45.533,55	0,00		(50.005,52)
TSN	(457.400,16)		0,00		(457.400,16)
SMTE	(9.303,92)		0,00		(9.303,92)
ATE VII	0,00		(36.894,30)		(36.894,30)
BRASNORTE	(18.817,75)		0,00		(18.817,75)
COQUEIROS	(974,36)		0,00		(974,36)
CENTROESTE	(20.838,30)		0,00		(20.838,30)
IENNE	(78.457,84)		0,00		(78.457,84)
<b>Total</b>	<b>(2.481.269,65)</b>	<b>159.786,97</b>	<b>(896.153,67)</b>	<b>(3.685,20)</b>	<b>(3.221.321,55)</b>

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

TABELA 2.4 – Total de descontos de PV, em reais, em novembro de 2011 e no ciclo tarifário 2011-2012

Instalações	Novembro 2011	Acumulado no Ciclo 2011-2012		
	PV (R\$)	PV (R\$)	Receita permitida das concessões (R\$)	% do Total
Rede Básica	(2.321.482,68)	(20.271.650,58)	4.624.493.742,08	0,57
Rede de Fronteira	(899.838,87)	(6.060.022,56)		
<b>Total</b>	<b>(3.221.321,55)</b>	<b>(26.331.673,14)</b>		

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Nota-se que, juntos, os agentes de transmissão perderam acima de 3 (três) milhões de reais em novembro de 2011. Pela Tabela 2.5, que apresenta o quantitativo dos eventos causadores desse desconto, verifica-se que dos 354 eventos computados, 65,3% deles foram desligamentos programados. Em outras palavras, 231 desligamentos, apesar de estarem programados, acarretaram penalidades. Adicionalmente, a quantidade verificada de desligamentos que ocorreram e não estavam na programação (outros desligamentos) também é uma informação importante para a gestão da manutenção, uma vez que a quantidade elevada deste tipo de evento pode revelar um problema de elaboração da programação (ou de execução). Com a proposta de elevar a qualidade da programação de manutenção das transmissoras, este trabalho pretende reduzir a quantidade de desligamentos programados causadores de parcela variável e, ainda que indiretamente, reduzir também a quantidade dos desligamentos não programados.

TABELA 2.5 – Eventos causadores de desconto de PV, em novembro de 2011

Eventos	Quantidade	%
Desligamentos Programados	231	65,3
Outros Desligamentos	93	26,3
Cancelamentos	6	1,7
Restrição Operativa	4	1,1
Demais Eventos	20	5,6
<b>Total</b>	<b>354</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Quanto às perdas financeiras anuais com parcela variável, nota-se que, juntos, os agentes de transmissão já perderam mais de 26 (vinte e seis) milhões de reais no ciclo corrente, contabilizando de 1º julho a 30 de novembro de 2011. Entre 1º de julho de 2010 à 30 de junho de 2011, os agentes deixaram de arrecadar próximo de 65 (sessenta e cinco) milhões de reais ou 0,62% de uma receita permitida de 10 (dez) bilhões e 500 (quinhentos) milhões de reais, conforme consta no relatório do ONS [13]. Como comparativo, a evolução histórica das receitas de transmissão e das parcelas variáveis são apresentadas na Tabela B.3 e as maiores receitas anuais permitidas no ciclo tarifário 2011-2012, na Tabela B.4. De toda forma, percebe-se que existe muito a ser melhorado (e economizado) na programação da manutenção dos agentes de transmissão no país.

## **2.3 PROGRAMAÇÃO DE INTERVENÇÕES NA TRANSMISSÃO**

Segundo TONDELLO [14], a filosofia da manutenção de transformadores, assim como em todo o sistema elétrico brasileiro, segue o que o setor elétrico considera “as melhores práticas” a saber: efetuar, primordialmente, a manutenção de forma preventiva (baseada no tempo) e, onde for possível, de forma preditiva (baseada na condição). As manutenções preventivas são feitas sistematicamente e este processo se repete ao longo de toda a vida do transformador. Os períodos das intervenções, normalmente, são os determinados pelos fabricantes dos transformadores (em alguns casos os agentes se baseiam na própria experiência e fixam novos intervalos). Basicamente existem dois tipos de manutenção preventiva: com ou sem desligamento - o desligamento (ou a desenergização) do equipamento o deixa indisponível para operação. Conforme os procedimentos vigentes [15], para efetuar uma intervenção com desligamento o agente de transmissão deve fazer uma solicitação com antecedência ao ONS. Quanto ao prazo, as solicitações são classificadas de duas formas: “Desligamento Programado” ou “Outros Desligamentos”.

Serão consideradas como “Desligamento Programado” as intervenções cujas solicitações ao ONS forem feitas com antecedência maior ou igual a 48 (quarenta e oito) horas, com relação ao horário do desligamento, assim como intervenções solicitadas com antecedência maior ou igual a 24 (vinte e quatro) horas e menor que 48 (quarenta e oito) horas, com relação ao horário do desligamento, se for possível ao ONS programar as condições operativas do SIN em conformidade com os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Por outro lado, intervenções solicitadas com antecedência maior

ou igual a 24 (vinte e quatro) horas e menor que 48 (quarenta e oito) horas, com relação ao horário do desligamento, que não possibilitem ao ONS programar as condições operativas do SIN, assim como as intervenções solicitadas com antecedência inferior a 24 (vinte e quatro) horas, com relação ao horário do desligamento, incluindo os desligamentos intempestivos, sejam automático ou manual, serão consideradas como “Outros Desligamentos”.

Estes cuidados, em especial, são tomados pelo ONS para garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica exigidos pela ANEEL. O volume de desligamentos anuais para gerenciar é grande, mas o resultado do operador tem sido positivo. De acordo com o divulgado em seu relatório [16], no ano de 2010, por exemplo, houve 22.632 desligamentos programados e 2.670 perturbações<sup>5</sup> no SIN, mas em apenas 291 oportunidades (10,9% do total) houve corte de carga – das quais em seis oportunidades (0,2%) houve corte de carga acima de 1000 MW (esta carga é equivalente a demanda diária de uma cidade do porte de Brasília); em dez oportunidades (0,4%), acima de 500 MW (porte de Recife); em 91 (3,4%), acima de 100 MW (porte de Uberaba) e foram 200 cortes de carga abaixo de 100 MW. Estes índices de desempenho, transcritos na Tabela 2.6, são considerados regulares pelo ONS.

TABELA 2.6 – Perturbações e seus impactos no SIN, em 2010

<b>Impacto</b>	<b>Ocorrências</b>	<b>%</b>
Total de perturbações	2.670	100,0
Com qualquer corte de carga	291	10,9
Com corte de carga > 100 MW	91	3,4
Com corte de carga > 500 MW	10	0,4
Com corte de carga > 1000 MW	6	0,2

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

<sup>5</sup> Desligamento forçado de um ou mais componentes do sistema elétrico, acarretando: corte de carga, desligamento de outros componentes do sistema ou danos em equipamentos. Ou ainda, variação de tensão ou frequência além dos limites.

Mas há espaço para melhorar. No Plano de Modernização das Instalações de Interesse Sistêmico (PMIS), o ONS relaciona, em conjunto com os agentes de transmissão, geração e distribuição, as melhorias e os reforços nas instalações existentes considerados necessários para incrementar a segurança operacional do SIN. O plano inclui obras relacionadas à proteção e controle, à recomposição do sistema, à substituição (ou instalação) de equipamentos e sistemas de registro de perturbações, além de outras revitalizações. Para o período 2010-2013, por exemplo, foram feitas 564 recomendações de revitalização nas instalações existentes dos agentes, das quais 490 são direcionadas para as empresas transmissoras. Os reforços realizados pelas transmissoras nas instalações incluídas no PMIS são incorporados à Receita Anual Permitida das concessionárias de transmissão na data do reajuste anual, em 1º de julho seguinte à entrada em operação comercial. A Tabela 2.7 apresenta o resumo da quantidade de revitalizações e o investimento previsto em cada setor [17].

TABELA 2.7 – Revitalizações e investimentos do PMIS 2010-2013

<b>Setor</b>	<b>Obras de Revitalização</b>	<b>Investimento (R\$)</b>
Geração	5	609.000,00
Transmissão	490	257.488.409,06
Distribuição	69	12.159.200,96
<b>Total</b>	<b>564</b>	<b>270.256.610,02</b>

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Nota-se que há muitas melhorias a serem implementadas nas instalações dos agentes de transmissão. A medida que as revitalizações forem implementadas, as programações de manutenção das empresas ficarão cada vez mais sobrecarregadas. Por conta desta clara tendência, ter em mãos uma solução otimizada, como propõe este trabalho, será cada vez mais útil para tomada de decisão. Vale ressaltar que este trabalho não contempla as intervenções programadas sem desligamento e nem as intervenções que acarretam desligamentos não programados.

## **2.4 PERDAS FINANCEIRAS NA TRANSMISSÃO DEVIDO AOS TRANSFORMADORES**

Segundo a ABB [18], que há mais de cem anos desenvolve e fabrica transformadores, o custo total de um transformador para o seu proprietário tem duas componentes principais, a saber: o custo inicial - que basicamente é o preço pago na compra mais o custo de instalação, e o custo operacional - que consiste nos custos de manutenção (inclui mão-de-obra, deslocamentos, materiais etc), seguro, fiscalização, taxas e o custo da energia para cobrir as perdas no próprio transformador.

Este trabalho foca os transformadores já existentes na transmissora, isto é, unidades já compradas, instaladas e seguradas. O custo da energia para cobrir as suas perdas no núcleo, nos enrolamentos e no sistema de resfriamento (ventiladores e bombas) são consideradas fixas, uma vez que foram definidas em projeto e suas relações não podem ser alteradas. Em outras palavras, os custos relevantes na programação da manutenção dos transformadores (escopo deste trabalho) são os custos operacionais de manutenção e fiscalização, que são apresentados a seguir.

### **2.4.1 Custos Operacionais na Manutenção de Transformadores**

Os transformadores devem operar com segurança na relação de potência e tensão definida pelo usuário e preencher certos requisitos dielétricos, térmicos e mecânicos. Para que se mantenham confiáveis e em boas condições ao longo de uma expectativa de vida de 40 anos ou mais, alguns procedimentos de manutenção devem ser programados periodicamente ao longo de sua vida. Logicamente, algumas falhas inesperadas de natureza aleatória podem ocorrer, mesmo que a manutenção preventiva esteja sendo executada corretamente. Nesses casos, se faz necessária uma intervenção corretiva de urgência visando o pronto restabelecimento das condições normais de utilização do equipamento. De qualquer forma, a taxa de falha do transformador tende a ser mínima, se as manutenções indicadas pelo fabricante, e pela experiência da empresa, forem executadas de acordo. Por motivo óbvio, este trabalho considerará apenas as manutenções que podem ser programadas (sem urgência), sejam elas preventivas, preditivas ou corretivas. Como exemplo, uma programação de manutenção de transformadores pode incluir (mas não se restringe) as ações apresentadas nas Tabelas 2.8 e 2.9.

TABELA 2.8 – Manutenções corretivas que podem constar na programação de manutenção de transformadores, com respectivos tempos de duração e custos esperados.

<b>Ação corretiva de manutenção</b>	<b>Duração (h)</b>	<b>Custo (R\$)</b>
Normalizar o volume (nível) de óleo isolante	8	3.605,00
Pintar parte superior do autotransformador 500 kV	9	8.548,00
Pintar buchas	12	887,00
Pintar partes inferiores e laterais do autotransformador 500 kV	16	1.492,00
Retirar vazamento de óleo isolante no relé de gás	9	895,00
Retirar vazamento de óleo isolante no tanque principal	10	1.300,00
Retirar vazamento de óleo pela bucha de BT X2	7	437,00
Substituição da carga de óleo isolante	8	1.704,00
Substituir bolsa do tanque de expansão	10	650,00
Substituir o transformador da fase B pelo reserva	10	7.657,00
Substituir relé de gás	8	1.154,00
Substituir silicagel saturada do comutador	1	160,00
Substituir termômetros	3	384,00
Substituir ventilador	8	1.028,00

TABELA 2.9 – Manutenções preventivas que podem constar na programação de manutenção de transformadores, com respectivos tempos de duração e custos esperados

<b>Ação preventiva de manutenção</b>	<b>Periodicidade</b>	<b>Duração (h)</b>	<b>Custo (R\$)</b>
Ensaio elétrico de fator de potência 5A	Quinquenal	8	1.412,00
Inspeção geral do comutador 7,5A	7,5 Anos	8	751,00
Inspeção geral e ensaios 1A	Anual	7	1.008,00
Inspeção geral e ensaios 5A	Quinquenal	8	1.123,00

## 2.4.2 Custos de Fiscalização na Manutenção de Transformadores

Neste momento, a definição de alguns termos técnicos básicos se faz necessária. Função Transmissão (FT), Receita Anual Permitida (RAP), Pagamento Base (PB), Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) e Adicional à RAP foram definidos pela ANEEL em resolução específica da seguinte forma:

- FT corresponde a um conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão.
- RAP é a receita anual permitida que a empresa transmissora tem direito pela prestação do serviço público de transmissão, ao disponibilizar a FT ao ONS para operação comercial. Este montante é destinado a cobrir os custos de compra, instalação, operação e manutenção das referidas instalações, e suficiente para estabelecer e manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Seu valor, para as transmissoras decorrentes de licitação, é aquele obtido como resultado do leilão, com atualização anual pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e revisão a cada cinco anos. Para as transmissoras que celebraram contrato de concessão até 2006, a RAP é atualizada com base no Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M).
- PB é o Pagamento Base, a receita mensal da FT. Corresponde à parcela equivalente ao duodécimo da RAP.
- PVI corresponde à parcela a ser descontada do PB por desligamentos (programados ou não) decorrentes de eventos envolvendo as instalações da FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, consideradas as exceções e as regras operacionais definidas nos Procedimentos de Rede<sup>6</sup>, bem como as condições definidas no contrato de concessão e no CPST<sup>7</sup>.

---

<sup>6</sup> Documentos elaborados pelo 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 eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN.

<sup>7</sup> Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão, contrato celebrado entre o ONS e as transmissoras. Estabelece os termos e condições para prestação de serviços de transmissão de energia elétrica aos usuários, por uma concessionária detentora de instalações de transmissão pertencentes à rede básica, sob administração e coordenação do ONS.



- Adicional à RAP é um valor a ser adicionado à receita anual permitida como incentivo à melhoria da disponibilidade das instalações de transmissão, consideradas as condições definidas no contrato de concessão e no CPST.

Significa dizer que quanto mais eficiente as empresas forem na manutenção e na operação dos transformadores, evitando desligamentos por qualquer razão (desligamentos programados, outros desligamentos, restrições operativas, atrasos de entrada em operação etc.), melhor será a sua receita. Em outras palavras, existe uma penalidade que pode impactar diretamente na receita mensal da companhia e o seu cálculo está estabelecido de acordo com a Equação (2.1) e seus parâmetros, conforme Tabela 2.10.

$$PVI = \frac{PB}{1440D} kp \left( \sum_{k=1}^{NP} DVDP_k \right) + \frac{PB}{1440D} \left( \sum_{k=1}^{NO} Ko_k DVOD_k \right) \quad (2.1)$$

onde:

PB: Receita mensal da FT.

D: Dias do mês da ocorrência.

$\frac{PB}{1440D}$  : Receita por minuto da FT.

Kp: Fator multiplicador para desligamento programado.

Ko: Fator multiplicador para outros desligamentos com duração até 300 minutos. Este fator será reduzido à Kp após o 300º minuto.

NP: Número de desligamentos programados da FT ocorridos ao longo do mês.

NO: Número de outros desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês.

$\sum DVDP$  e  $\sum DVOD$ : Somatórios da duração verificada de desligamentos programados e da duração verificada de outros desligamentos de uma FT: correspondem aos somatórios das durações, em minutos, de cada desligamento da FT ocorridos durante o mês, consideradas as condições a seguir:

- 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

- 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 do correspondente padrão.

TABELA 2.10 – Duração máxima admissível para desligamento programado (DP) e outros desligamentos (OD); Número máximo admissível de OD; Fator multiplicador para DP e OD para transformadores da Rede Básica

Família	Padrão de Duração de Desligamento		Padrão de Frequência de OD (desl./ano)	Kp ano 2	Ko ano 2
	DP (hora/ano)	OD (hora/ano)			
≤ 345 kV	21	2	1	10	150
> 345 kV	27				

Nota: Para demais instalações da Rede Básica vide Tabela B.5

Ano 2 - Período que corresponde ao segundo ano de implantação da metodologia.

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Os fatores multiplicadores Kp e Ko definidos na Tabela 2.10 influenciam diretamente o cálculo da PVI. Por conta disto, ficou estabelecida a necessidade de avaliação desses parâmetros a cada dois anos, no intuito de obter uma calibração econômica da aplicação que busca promover a redução das indisponibilidades das instalações de transmissão de energia elétrica. Entretanto, as áreas técnicas da ANEEL ainda não concluíram a análise dos resultados obtidos a partir da aplicação do regulamento, de modo que a reavaliação desses fatores ainda não foi finalizada. Tal fato levou a Agência a prorrogar, em julho de 2010 [19] e novamente em julho de 2011 [20], a vigência dos valores fixados para aplicação no segundo ano da metodologia até 30 de junho de 2012.

Pela Equação (2.1), percebe-se que 72 horas de indisponibilidade programada ou 4,8 horas não programadas de um transformador, acarreta em uma penalidade de valor igual à receita mensal de sua FT. Num caso extremo como este, mesmo que o PB de uma FT não possa ser anulado por um desconto de igual valor - uma vez que o Art. 12 da

resolução prevê valores máximos de desconto mensal e que o saldo restante deva ser descontado nos meses seguintes - percebe-se que em algumas horas de desligamento a FT da transmissora perde uma fatia considerável de sua receita anual. De certo modo, a penalidade tem o espírito de inibir os impactos políticos e monetários para o país, decorrentes da interrupção de energia, ou em outras palavras, decorrentes da interrupção do processo produtivo dos diversos setores da economia.

Corroborando nesse sentido, a legislação estabelece, como incentivo à melhoria da disponibilidade das instalações de transmissão, um bônus financeiro adicional para as transmissoras que apresentarem FT com as menores duração de indisponibilidade. Assim, as FT que apresentarem duração de desligamentos, acumulado no período contínuo de 12 meses anteriores ao mês de maio, incluindo este, correspondente à posição do primeiro quartil da distribuição estatística da duração de desligamento das FT de todas as transmissoras, serão bonificadas com um valor equivalente ao da PVI correspondente, de acordo com a Eq. (2.1), onde “DVDP” e “DVOD” devem estar de acordo com os valores da Tabela 2.11, em base anual e “D” igual a 30 (trinta) dias.

TABELA 2.11 – Percentil de 25% da duração de desligamento de transformadores

Família	Percentil de 25% da Duração de Desligamento	
	DP (hora/ano)	OD (hora/ano)
≤ 345 kV	4,7	0,06
> 345 kV	7,2	

Nota: Para demais instalações da Rede Básica vide Tabela B.6

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

De acordo com as Tabela 2.10 e 2.11, as FT de transformadores com tensão superior à 345 kV que apresentarem, em 12 meses, um somatório de duração de todos os seus desligamentos programados menor ou igual a 27 horas não serão multadas pela indisponibilidade. Mas somente se este somatório for menor ou igual a 7,2 horas, esta FT será elegível a receber o adicional à RAP. Isto porque a resolução define que a soma dos valores de adicionais à RAP pagos às transmissoras esteja limitado a 30% do montante

gerado pelas PVI de todas as empresas - os demais 70% estão reservados para a modicidade tarifária. Baseado na diferença entre adicionais à RAP recebidos e descontos de PV, para cada transmissora, no período entre junho de 2010 e maio de 2011 - valor que reflete a disponibilidade e a capacidade dos ativos de cada transmissora no período, o ONS divulga uma lista ordenada dos agentes segundo a qualidade do serviço prestado [21]. Os dados de qualidade para as concessões não licitadas estão reproduzidos na Tabela 2.12, e para as concessões licitadas, na Tabela 2.13. Por fim, o total descontado devido à PV e o total recebido como adicional à RAP, no referido período, estão sintetizados na Tabela 2.14.

TABELA 2.12 – Qualidade do serviço público de transmissão das concessões não licitadas, apuração de junho de 2010 a maio de 2011

Agente de Transmissão		PV (R\$)	Adicional à RAP (R\$)	Total (R\$)
1	ELETROSUL	(1.036.204,68)	1.120.579,63	84.374,95
2	AFLUENTE	(6.696,46)	33.015,29	26.318,83
3	EVRECY	0,00	2.336,10	2.336,10
4	LIGHT	(3.417,49)	1.445,18	(1.972,31)
5	COPEL-GT	(437.972,41)	255.049,82	(182.922,59)
6	CELG-GT	(298.401,41)	33.787,32	(264.614,09)
7	CEMIG-GT	(1.456.103,06)	767.342,34	(688.760,72)
8	CEEE-GT	(1.130.449,29)	349.923,30	(780.525,99)
9	CTEEP	(6.431.054,63)	3.467.868,02	(2.963.186,61)
10	ELETRONORTE	(5.047.764,58)	1.582.233,86	(3.465.530,72)
11	CHESF	(8.756.526,54)	2.107.978,74	(6.648.547,80)
12	FURNAS	(17.546.676,39)	1.931.183,51	(15.615.492,88)
<b>Total</b>		<b>(42.151.266,94)</b>	<b>11.652.753,11</b>	<b>(30.498.523,83)</b>

TABELA 2.13 – Qualidade do serviço público de transmissão das concessões licitadas, apuração de junho de 2010 a maio de 2011

Agente de Transmissão		PV (R\$)
1	ATE IV, ATE V, BRILHANTE, EBTE, ELETRONORTE(SE MIRANDA II), ETEP, ETES, FURNAS (LT MACAÉ-CAMPOS), IE PINHEIROS, IENNE, IESUL e IRACEMA	0,00
2	SPTE	(648,78)
3	EXPANSION	(5.708,09)
4	ELETRONORTE (São Luis II - São Luis III)	(10.007,49)
5	COQUEIROS	(13.962,60)
6	COPEL (LT Bateias - Jaguariaíva)	(14.511,59)
7	CHESF (LT Picos – Tauá)	(18.338,09)
8	ELETROSUL (SE Missões)	(20.473,73)
9	ITE	(37.578,33)
10	CHESF (LT Milagres – Coremas)	(44.326,48)
11	ARTEMIS	(47.828,78)
12	JTE	(52.762,27)
13	ATE VI	(54.943,53)
14	UIRAPURU	(55.017,06)
15	SMTE	(95.749,85)
16	CHESF (LT Tauá – Milagres)	(104.577,29)
17	TRANSUDESTE	(105.426,12)
18	IEMG	(119.577,03)
19	TRANSIRAPÉ	(120.356,90)
20	TRANSLESTE	(125.140,26)
21	ELETROSUL (SC Energia)	(129.219,80)
22	BRASNORTE	(137.018,13)
23	STC	(144.422,43)
24	PPTE	(212.965,25)
25	CENTROESTE DE MINAS	(214.173,97)
26	ATE	(234.717,08)
27	TRIANGULO	(256.240,68)

Agente de Transmissão		PV (R\$)
28	STE	(291.418,40)
29	RS ENERGIA	(311.363,65)
30	NTE	(335.643,99)
31	ETAU	(394.244,15)
32	ENTE	(402.150,17)
33	STN	(416.962,65)
34	ELETROSUL (LT Presidente Médici – Santa Cruz 1)	(449.058,64)
35	ATE III	(667.031,60)
36	ATE II	(702.960,25)
37	INTESA	(861.765,79)
38	AETE	(874.437,75)
39	TAESA-TSN	(1.291.083,45)
40	FURNAS (LT Ibiúna - Bateias)	(1.897.886,47)
41	EATE	(2.083.305,59)
42	TAESA-NOVATRANS	(5.298.137,26)
<b>Total</b>		<b>(18.653.141,42)</b>

Nota: Adicional à RAP não se aplica

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

TABELA 2.14 – Total de descontos por PV e de adicional à RAP, apuração de junho de 2010 a maio de 2011

Agente de Transmissão	PV (R\$)	Adicional à RAP (R\$)	Total (R\$)
Concessionárias não licitadas	(42.151.266,94)	11.652.753,11	(30.498.523,83)
Concessionárias licitadas	(18.653.141,42)	não se aplica	(18.653.141,42)
<b>Total</b>	<b>(60.804.408,36)</b>	11.652.753,11	<b>(49.151.665,25)</b>

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Nota-se que, segundo o último ciclo de avaliação do ONS, a ELETROSUL, no topo da lista da Tabela 2.12, foi o agente que prestou o serviço de transmissão com melhor qualidade, entre os detentores de concessões não licitadas. No mesmo período, apenas três

dos 12 agentes deste grupo conseguiram receber um montante de adicionais à RAP superior ao valor total das multas devido à PV. Em relação às concessões licitadas em operação, somente 13 dos 53 agentes, no mesmo período, não pagaram PV. Sendo assim, a busca pela redução dos custos com PV (e aumento do adicional à RAP a receber, no caso das concessões não licitadas) se revela como uma proposta interessante para a maior parte das transmissoras brasileiras. Embora estes valores sejam influenciados por vários equipamentos além dos transformadores, espera-se que este trabalho e seus desdobramentos possam colaborar com a maioria desses agentes. Como exposto anteriormente, a proposta inicial deste trabalho visa a redução dos desligamentos programados de transformadores causadores de parcela variável. No entanto, vislumbra-se a possibilidade de haver um benefício ainda maior que o corte de custos com fiscalização: a geração de uma receita extra com o adicional à RAP.

De acordo com a última contabilização do ONS os agentes gastaram R\$ 60.804.408,36 com PV, dos quais R\$ 38.842.477,03 devido à PVI. Conforme resolução, 30% do valor arrecado em PVI fica disponível para promover incentivos à melhoria da disponibilidade das instalações através do adicional à RAP, o que correspondeu à R\$ 11.652.753,11. A Tabela B.3 apresenta a evolução histórica das receitas de transmissão, das parcelas variáveis e dos adicionais à RAP.

Nota-se, no entanto, que na medida em que todas as transmissoras forem diminuindo as durações das indisponibilidades de suas FT, menor será este tipo de incentivo, o que faz todo sentido. De outra forma, as transmissoras que melhorarem seus índices de disponibilidade antes das demais acumularão os maiores recebimentos com adicionais à RAP. Vale ressaltar que este trabalho se limitará aos transformadores e às intervenções do tipo Desligamento Programado. Como consequência disto, o segundo termo da Equação 2.1 será ignorado.

## 2.5 PROGRAMAÇÃO MATEMÁTICA

Programação<sup>8</sup> matemática (alternativamente otimização ou otimização matemática), no campo da Matemática, se refere a seleção do melhor elemento de um conjunto de alternativas possíveis [22]. No caso mais simples, um problema de otimização consiste em maximizar ou minimizar uma função real escolhendo sistematicamente valores de entrada de um conjunto específico e avaliando o valor da referida função. No caso mais genérico, um problema de otimização consiste em encontrar os melhores valores possíveis de uma função objetivo, dado um domínio específico. De acordo com *Mathematical Optimization Society* [23], programação matemática se refere ao estudo desses problemas: suas propriedades matemáticas, o desenvolvimento de algoritmos para solucionar esses problemas, a implementação desses algoritmos e, finalmente, a aplicação dos mesmos em problemas do mundo real.

Em outras palavras, um problema de otimização é composto, essencialmente, por três componentes, a saber: variáveis, função objetivo e restrições. As variáveis são as grandezas de decisão. A principal variável corresponde à própria solução do problema. Função objetivo é a função matemática objeto da otimização. Corresponde à quantidade que se deseja minimizar (ou maximizar) como uma função de variáveis independentes ou de decisão. Esta função é utilizada para comparar se uma solução é melhor que outra. Por fim, as restrições são os limites dos valores das variáveis independentes. Garantem que os valores das variáveis independentes sempre representarão soluções factíveis com a realidade, ou seja, viáveis na prática.

De acordo com BOYD *et al.* [24], o problema de otimização tem a seguinte forma:

$$\begin{aligned} &\text{minimize } f_0(x) \\ &\text{sujeito a } f_i(x) \leq b_i, \quad i = 1, \dots, m \end{aligned} \tag{2.2}$$

onde o vetor  $x = (x_1, \dots, x_n)$  é a variável do problema de otimização,  $f_0: \mathfrak{R}^n \rightarrow \mathfrak{R}$  é a função objetivo,  $f_i: \mathfrak{R}^n \rightarrow \mathfrak{R}$ ,  $i = 1, \dots, m$  são as funções de restrição (inequações) e as constantes  $b_1, \dots, b_m$  são os limites dessas restrições. O vetor de variáveis que

---

<sup>8</sup> O termo programação de "programação matemática" não tem qualquer relação com o de "programação da manutenção". Este último se refere ao processo de decidir uma sequência de atividades de uma grande organização com os recursos disponíveis (do inglês, *scheduling*).



satisfaça às restrições e tenha o menor valor objetivo é chamado de ótimo ou solução do problema (2.2) e tem a notação  $x^*$ .

Na literatura se verifica que é usual agrupar os problemas de otimização por famílias ou classes. Por exemplo, o problema (2.2) é chamado de Programação Linear (PL ou *Linear Programming*) se a sua função objetivo e as suas funções de restrição  $f_0, \dots, f_m$  forem lineares, isto é, se satisfazem

$$f_i(\alpha x + \beta y) = \alpha f_i(x) + \beta f_i(y)$$

para todo  $x, y \in \mathfrak{R}^n$  e todo  $\alpha, \beta \in \mathfrak{R}$ . A programação linear é particularmente importante porque é uma maneira de modelar uma enorme variedade de problemas de otimização com aplicabilidade prática, mesmo com milhares de variáveis e restrições. Por outro lado, todo problema de otimização que viola a regra de linearidade acima não é linear e faz parte da classe geral Programação Não-Linear (PNL ou *Non-Linear Programming*). Os problemas de programação não-linear contém não linearidades na função objetivo, nas restrições ou em ambos, e são muito mais difíceis de formular e resolver. Se um problema puder ser expressado como programação linear, este deverá ser preferido, pois a chance de encontrar uma solução ótima com precisão e rapidez são bem maiores no mundo linear.

A Programação Convexa (PC ou *Convex Programming*) pode ser vista como generalização da programação linear ou um caso particular da programação não-linear. Ocorre quando o problema (2.2) tem a função objetivo e as funções de restrição convexas, isto é, se satisfazem

$$f_i(\alpha x + \beta y) \leq \alpha f_i(x) + \beta f_i(y)$$

para todo  $x, y \in \mathfrak{R}^n$  e todo  $\alpha, \beta \in \mathfrak{R}$  com  $\alpha + \beta = 1$ ,  $\alpha > 0$ ,  $\beta > 0$ .

De acordo com Neos Server [25], uma subclasse interessante da programação linear é conhecida como Programação (Linear) Inteira (PI ou *Integer Programming*) e ocorre quando as variáveis de uma programação linear são restringidas a valores inteiros, isto é, se satisfazem

$$f_i(\alpha x + \beta y) \leq \alpha f_i(x) + \beta f_i(y)$$

para todo  $x, y \in I^n$  e todo  $\alpha, \beta \in \Re$ . Apesar de não ser óbvio, a programação inteira é um problema muito mais desafiador do que a programação linear ordinária, na teoria e na prática. No entanto, a combinação de computadores cada vez mais rápidos e métodos mais sofisticados têm ajudado a tratar mais adequadamente a programação inteira de grande porte nos últimos anos.

Seguindo o raciocínio, uma outra subclasse importante da programação linear é a Programação Inteira Mista (PIM ou *Mixed-Integer Programming*) e ocorre quando algumas variáveis do problema são inteiras e outras reais. Devido às características das variáveis do problema da programação da manutenção dos transformadores, como será detalhado à frente, esta proposta busca uma solução através da Programação Linear Inteira Mista.

Para solução dos problemas de otimização dessas e outras centenas de classes existentes na literatura, diversos algoritmos com características distintas estão disponíveis no mercado, como por exemplo os populares algoritmos: Simplex, *Branch And Bound* e Pontos Interiores. O algoritmo Simplex é um procedimento iterativo clássico para solução de um problema de programação linear, que busca a solução ótima através de pontos extremos adjacentes na região viável. Criado em 1947 por George Dantzig, foi considerado um dos dez melhores algoritmos do Século XX pelo Jornal *Computing in Science and Engineering* [26-27]. O algoritmo *Branch And Bound* também é um procedimento iterativo popular para solução de problemas de otimização, mas este é utilizado especialmente para problemas de programação inteira e combinatória. Inicialmente proposto por Land e Doig em 1960, consiste em encontrar a solução ótima através da divisão do espaço de busca em processos de ramificação (*branch*) e poda (*bound*), substituindo o problema original por problemas menores e mais fáceis de manipular, através da relaxação das condições de integralidade da variável inteira e cálculo de limitantes [28]. Por fim, o algoritmo de Pontos Interiores, que foi apresentado à comunidade científica em 1984 por Narendra Karmakar, é um procedimento iterativo para solução de problemas de otimização, especialmente para os de programação convexa, que busca a solução ótima através de pontos interiores da região viável, ao contrário do que faz o Simplex [29]. Como será detalhado a seguir, os algoritmos de solução utilizados nesta dissertação contêm técnicas dos três algoritmos citados. Vale ressaltar que o escopo deste trabalho não inclui o detalhamento dessas técnicas de solução.

## 2.6 LINGUAGEM DE PROGRAMAÇÃO MATEMÁTICA AMPL

De acordo com IBM [30], AMPL (*A Mathematical Programming Language*) é uma linguagem de modelagem algébrica para problemas de otimização linear e não-linear, sejam as variáveis inteiras ou reais. É baseada em princípios de modelagem e utiliza uma arquitetura que fornece a flexibilidade que falta na maioria das outras modelagens. Desenvolvida nos Laboratórios Bell<sup>9</sup> em 1985, esta linguagem vem sendo testada em aplicações comerciais de grande porte em vários países. Uma vantagem particular da linguagem de modelagem algébrica é a similaridade de sua sintaxe com a notação matemática utilizada nos problemas de otimização. Assim, através da notação algébrica natural do AMPL, mesmo um modelo muito grande e complexo pode ser frequentemente especificado em um conciso e compreensível formulário - frequentemente menos de uma página. Desta forma, seus modelos são fáceis de compreender e modificar.

Segundo FOURER *et al.* [31], vários problemas de programação linear usam funções que não são exatamente lineares, mas segmentos lineares agrupados (*Piecewise Linear*), ou seja, aproximações lineares de uma função não-linear. Apesar da simplicidade do seu significado, pode ser bem difícil descrever estes termos na notação algébrica convencional. Porém o AMPL provê uma maneira concisa para este fim. Isto é interessante na medida que este artifício é usualmente empregado para modelar uma descrição mais realista de custos do que se pode alcançar com termos lineares separados. Em outras palavras, este valioso artifício admite certa violação de um termo linear aceitando um custo extra ao objetivo, penalizando adequadamente os desvios de restrições.

Por conta destas características, neste trabalho escolheu-se o ambiente AMPL para modelar e resolver o problema proposto. Vale ressaltar que o escopo deste trabalho não inclui ensinamentos sobre a linguagem de programação do AMPL, que está continuamente em desenvolvimento. Para aprender e programar na linguagem do AMPL, recomenda-se o livro *AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming*, que é a referência oficial do AMPL [30]. Este livro inclui um tutorial sobre AMPL e sobre modelagem de otimização, conceitos de modelos lineares e não-lineares, exemplos de modelagem para alguns problemas clássicos tais como produção, transporte, combinação e programação, assim como uma seção de referência. O AMPL é comercializado pela empresa *AMPL Optimization*

---

<sup>9</sup> Laboratórios Bell é uma instituição que foi fundada no final do século IXX por Alexander Graham Bell, o inventor do telefone. Ao longo de sua história, seus pesquisadores e engenheiros desenvolveram muitas tecnologias revolucionárias, incluindo a transmissão de dados, o transistor, a célula solar, o laser, a transmissão digital, o sistema operacional UNIX e as linguagens de programação C e C++. Hoje pertence à multinacional Alcatel-Lucent.

LLC e está disponível nas plataformas Linux, Apple Mac OS X, Microsoft Windows e também como serviço online [32-33].

Neste trabalho os testes iniciais foram realizados com a versão de estudante do AMPL, o que permitiu a familiarização e uma avaliação positiva de sua linguagem. Mas como o tamanho do problema de otimização da manutenção de transformadores se mostrou muito maior que o limite operativo suportado nesta versão, foi necessário adquirir a versão acadêmica.

Vale ressaltar que o AMPL não resolve o problema diretamente, é somente um ambiente de trabalho - que tem uma linguagem própria especialmente voltada para problemas de programação matemática. Para tal, ele invoca algoritmos externos apropriados para obter uma solução. Esses algoritmos são conhecidos como *solvers* (na tradução livre, solucionadores) e podem manipular certos tipos de problemas de programação matemática. Cada *solver* é uma coleção sofisticada de metodologias e estratégias de solução. Existe uma grande variedade deles no mercado e alguns estão disponíveis gratuitamente. Dentre os oferecidos pela *AMPL Optimization LLC*, listados na Tabela 2.15, optou-se pelos algoritmos CPLEX<sup>10</sup> e GUROBI<sup>11</sup>, por estarem disponíveis na versão acadêmica do AMPL e serem bem avaliados na literatura [34].

TABELA 2.15 – Exemplos de algoritmos de otimização

<b>Algoritmo</b>	<b>Tipo</b>	<b>Versão Acadêmica</b>
CONOPT	PNL	Não
CPLEX	PL, PQ e PIM	Sim
GUROBI	PL, PQ e PIM	Sim
KNITRO	PNL	Não
MINOS	PL (somente simplex) e PNL	Não
SNOPT	PNL	Não

Fonte: www.ampl.com (AMPL)

<sup>10</sup> O solver CPLEX foi desenvolvido por Robert Bixby e oferecido comercialmente em 1988 pela CPLEX Optimization Inc, que foi comprada pela ILOG em 1997, que por sua vez foi comprada pela IBM em janeiro 2009. A versão 12.4 da IBM foi lançada em janeiro de 2012 e está disponibilizada para download sem custo através do programa IBM Academic Initiative, voltado para professores e pesquisadores. A versão 12.2 é de junho de 2010.

<sup>11</sup> O solver Gurobi foi desenvolvido por Zonghao Gu, Edward Rothberg e Robert Bixby em 2008. A versão 5.0 foi lançada em maio de 2012 e está disponibilizada para download sem custo para uso acadêmico.

O nome do solver CPLEX se refere à linguagem de programação C e ao método Simplex, que soluciona problemas de programação linear, único método de solução de seu algoritmo na época em que foi desenvolvido. A versão atual do CPLEX, além da solução de problemas do tipo PL, também permite a solução de uma classe especial de problemas de programação não-linear, chamada de Programação Quadrática (PQ ou *Quadratic Programming*). Adicionalmente, soluciona problemas de programação inteira mista, tanto do tipo PL quanto do tipo PQ, mas seu foco principal continua sendo a programação linear. Seu algoritmo incorporou métodos de Pontos Interiores e de *Branch And Bound*, e passou a manipular com rapidez problemas de grande porte. Outra característica interessante é a possibilidade de utilização em vários ambientes, inclusive no ambiente de desenvolvimento integrado (IDE) do próprio fabricante, o *IBM ILOG CPLEX Optimization Studio* [35] - esta IDE não foi utilizada neste trabalho.

Já o nome do solver GUROBI é uma auto-homenagem de seus autores (as iniciais de seus sobrenomes). Da mesma forma que o *solver* anterior, este oferece um algoritmo que representa o estado da arte em soluções de alto desempenho para problemas de grande porte do tipo PL, PQ e PIM. Sua vantagem é que este é projetado especialmente para explorar as características dos processadores modernos com vários núcleos. Sua desvantagem em relação ao concorrente é não ter uma IDE própria [36-37]. Vale ressaltar que nenhum dos dois algoritmos resolvem problemas gerais de programação não-linear, exceto aqueles do tipo PQ.

## **2.7 DESCRIÇÃO DA PROGRAMAÇÃO DA MANUTENÇÃO SEGUNDO A LITERATURA**

O problema de determinar os melhores momentos para desligar os equipamentos, a fim de efetuar as respectivas manutenções, é um problema de engenharia multidisciplinar, complexo e desafiador, especialmente porque envolve variáveis binárias e reais, assim como restrições acopladas, no tempo e no espaço. De acordo com a literatura, nota-se que existem várias publicações sobre o tema com aplicação na área do sistema elétrico de potência, especialmente no que diz respeito à manutenção preventiva de geradores, principal equipamento das empresas de geração de energia elétrica. Por outro lado, poucas propostas são apresentadas para programação de manutenção dos equipamentos das empresas de distribuição e transmissão.

As soluções encontradas na literatura são baseadas em heurísticas ou em técnicas de programação matemática, como pode ser observado nas propostas selecionadas a seguir. CHRISTIANSE *et al.* [38], em um trabalho no início da década de 70, utilizaram a técnica de *Branch And Bound* para propor uma solução diante do problema de programação da manutenção nas empresas geradoras. Algumas restrições como unidades externas, disponibilidade de equipes, disponibilidade de materiais e manutenções anteriores foram consideradas de maneira que a capacidade reserva mínima sobre todo o período fosse maximizada. DOPAZO *et al.* [39] utilizaram a programação inteira para minimizar os desvios em relação a uma escala ideal (programação sugerida pelos fabricantes dos equipamentos ou programação já existente na companhia). Devido sua linearidade, o critério de desvio mínimo entre duas programações de manutenção (a ideal e a otimizada) é bastante utilizado. Outra vantagem deste critério ocorre quando há carência de dados reais para alimentar para o modelo e supõe-se que a programação atual já seja uma boa solução.

ZÜRN *et al.* [40] propuseram obter uma escala ótima de manutenção de geradores com quatro objetivos distintos, de acordo com o interesse: minimizar o custo de operação da geração, maximizar índices de disponibilidade das unidades, minimizar o desvio em relação a uma programação desejável ou nivelar a capacidade de reserva. Para tal fizeram uso da programação dinâmica com aproximações sucessivas, considerando restrições de custo de operação (balanço entre os custos de produção de energia e de manutenção das unidades), índices de confiabilidade, unidades prioritárias e custo de penalidades de violações permitidas sobre todo o período. YAMAYEE *et al.* [41] optaram pela mesma técnica anterior, contudo modelaram uma função objetivo multicritério, que considera tanto a confiabilidade quanto o custo da produção de energia.

SILVA *et al.* [42] fizeram uso da programação estocástica para modelar e determinar a programação da manutenção dos geradores com mínimo custo sobre todo o horizonte, sujeito às restrições tecnológicas e de confiabilidade do sistema. As primeiras incluem as restrições relacionadas aos limites de recursos, sequência de manutenção, tempo mínimo e máximo de intervalo entre manutenções de uma mesma unidade. As últimas incluem restrições de capacidade de geração, capacidade de transmissão, confiabilidade do sistema e balanço de potência. Devido às dificuldades de obterem dados reais, os autores assumiram que os custos de manutenção não dependem do tempo. As técnicas de decomposição de Benders e de *Branch And Bound* foram implementados para obterem a solução. Em trabalho posterior, SILVA *et al.* [43] fizeram uso de técnicas de programação inteira mista e decomposição de Benders para reforçarem o impacto das restrições de transmissão na programação da manutenção de geradores. Neste trabalho os autores

desenvolveram uma técnica que considera um conjunto ótimo de equações linearizadas de fluxo de potência em um horizonte de curto prazo. YU *et al.* [44] implementaram uma programação inteira mista de grande porte para determinar a programação de geradores com mínimo custo de produção da geração e da energia não servida, considerando restrições de segurança no sentido de mitigar o potencial de dano de inundação. O custo da manutenção não foi incluído. O modelo [44] foi implementado na linguagem *General Algebraic Modeling System* (GAMS) e utilizou o algoritmo comercial CPLEX para encontrar a solução.

Saindo do setor de geração de energia, YIN *et al.* [45] desenvolveram um modelo para a programação da manutenção da distribuição com múltiplos objetivos, como minimizar o custo de interrupção, minimizar o custo da manutenção, minimizar o custo adicional devido a transferência de carga e minimizar o desvio em relação à programação existente. Os autores utilizaram o algoritmo Colônia de Formigas como proposta de solução, respeitando restrições como limite de fluxo, regulação de tensão, limite de equipes para manutenção simultânea, limite de manutenção em sequência, manutenção mutuamente excludentes e limite de perda de carga. NETO [46] implementou uma técnica de Algoritmo Genético para solucionar o problema de otimização da manutenção dos ativos de transmissão, tendo o mesmo considerado o trabalho como embrionário, com viés meramente experimental. O autor fez muitas suposições no modelo, ora por lhe faltarem dados reais ora por lhe faltar um especialista, sinal claro das dificuldades existentes para modelagens nessa área de atuação.

Por fim, destaca-se interessante proposta apresentada por FINARDI *et al.* [47-48]. Os autores desenvolveram uma solução para o problema de planejamento ótimo da manutenção preventiva de unidades geradoras, baseada na minimização dos desvios em relação a uma escala pré-definida. O método desenvolvido levou em consideração os parâmetros: periodicidade da manutenção, períodos proibidos, disponibilidade de recursos humanos e materiais, não-simultaneidade da manutenção de certas unidades geradoras, preservação de capacidade de geração localizada, restrições hidrológicas e ambientais, entre outros. Os autores utilizaram a técnica da Relaxação Lagrangeana como estratégia de solução. Nesta aproximação (dividir para conquistar), basicamente, as restrições que acoplam muitas variáveis são relaxadas via multiplicadores de Lagrange, sendo que o problema dual correspondente pode ser resolvido por meio da soma de subproblemas menores e mais simples (subproblemas locais). A coordenação das soluções obtidas nesses subproblemas é feita por um programa “mestre” que realiza a otimização da função dual (tipicamente não-diferenciável), no sentido de atualizar os referidos multiplicadores. Nos

trabalhos [47-48] foram utilizadas 39 unidades geradoras, sendo 16 de usinas termelétricas e 23 de hidrelétricas da Tractebel Energia. A Tabela 2.16 resume as características básicas de todos os trabalhos citados nesta seção: nome do autor, ano de publicação, público alvo, quantidade de unidades no estudo, horizonte de estudo (quantidade de intervalos), intervalo (estágio de tempo), tipo de otimização e técnica de solução.

TABELA 2.16 – Características básicas de trabalhos selecionados na literatura

<b>Autor</b>	<b>Ano</b>	<b>Setor</b>	<b>Unidades</b>	<b>Horizonte</b>	<b>Intervalo</b>	<b>Tipo</b>	<b>Técnica</b>
CHRISTIANSE	1972	G	50	52	1 semana	PL	B&B
DOPAZO	1975	G	31	18	1 semana	PLI	B&B
ZURN	1977	G	30	12	1 mês	PD	AS
YAMAYEE	1983	G	21	52	1 semana	PD	AS
SILVA	1995	G	36	12	1 semana	PIM	B&B e Benders
SILVA	2000	G	6	4	1 semana	PIM	Benders
YU	2004	G	220	52	1 semana	PLIM	CPLEX
FINARDI	2005	G	39	52	1 semana	PLIM	RL
YIN	2009	D	21	30	1 dia	PIM	ACF
NETO	2011	T	13	365	1 dia	PIM	AG

Legenda: G – Geração, D – Distribuição, T – Transmissão, PD – Programação Dinâmica, B&B – *Branch And Bound*, AS – Aproximações Sucessivas, RL – Relaxação Lagrangeana, ACF – Algoritmo Colônia de Formigas, AG – Algoritmo Genético.

Os três primeiros artigos [38-40] são conceituais. Suas ideias foram úteis para o entendimento da importância da programação da manutenção dos geradores para as empresas de geração de energia elétrica. Possíveis objetivos, restrições e variáveis começaram a ser vislumbrados para aplicação desses conceitos também na transmissão. Os trabalhos [41-48] apresentam conceitos e equações matemáticas. Os trabalhos selecionados descrevem a evolução do estado da arte em relação à matemática da programação da manutenção e serviram, em especial os dois últimos, de inspiração para iniciar o modelo matemático proposto nesta dissertação. Vale ressaltar que nenhum dos trabalhos encontrados na literatura utilizou a linguagem AMPL, como proposto nesta dissertação.



A notória quantidade reduzida de propostas voltadas para a programação de manutenção nas empresas de transmissão se explica pelas mudanças ocorridas no setor elétrico mundial na última década, especialmente pelas mudanças organizacionais onde empresas foram desmembradas em geração, transmissão e distribuição. Nota-se que antes da referida mudança, a manutenção da transmissão, quando considerada, era modelada como uma restrição na programação da manutenção de geradores. Como as geradoras e transmissoras passaram a ser entidades econômicas distintas, a programação de suas manutenções devem, agora, maximizar seus próprios interesses. O trabalho proposto nesta dissertação, diante do cenário de falta de opções com mesmo enfoque na literatura, traz uma solução inovadora com base empírica, aplicável ao mundo real e objetiva, fornecendo um suporte adequado para tomada de decisão dos especialistas e permitindo um maior controle das variáveis. No modelo matemático proposto, algumas restrições foram inspiradas na literatura para geradores, onde restrições de caráter sistêmico, logístico, climático e de segurança, de cada equipamento ou grupo de equipamentos, também são modeladas.

A chamada **Restrição de Duração** obriga que todas as unidades parem ao longo do horizonte de estudo. Vale ressaltar que somente as unidades que tiverem pelo menos uma manutenção programada com necessidade de desligamento no horizonte de estudo serão influenciadas. Isto significa que a duração dos desligamentos para manutenção, se for o caso, deverá ser mínima e diferente de zero, ou em outras palavras, deverá ser o estritamente necessário para efetuar as manutenções programadas. Diferentemente do modelo proposto, muitos trabalhos na literatura impõem, para cada unidade, uma única intervenção ao longo do horizonte de estudo. Esta intervenção única é muito utilizada quando se trata de programação da manutenção de geradores, cuja programação se restringe às grandes paradas para manutenção dos geradores.

Com a **Restrição de Mão-de-obra**, cada equipe pode trabalhar em apenas uma intervenção por vez. Assim é geralmente modelado na literatura, onde as equipes são responsáveis por grupos distintos de unidades e o número total de intervenções simultâneas deve ser menor ou igual ao número de equipes da empresa. Neste trabalho optou-se por modelar esta restrição de forma mais genérica, onde cada equipe tem sua própria capacidade para efetuar intervenções simultâneas. Se for necessário intervir em três unidades de um banco transformador simultaneamente, por exemplo, a referida equipe deve ter capacidade para efetuar a tarefa.

Nesse sentido, a **Restrição de Simultaneidade** do modelo proposto contempla que algumas unidades possam ter intervenções simultâneas (concomitantes), independentes do tempo. Por outro lado, a **Restrição de Exclusividade** permite justamente o oposto – garante que manutenções mutuamente excludentes sejam programadas.

Devido à **Restrição de Continuidade**, as intervenções com duração maior que um estágio de tempo devem ocorrer de forma ininterrupta, ou seja, a equipe designada vai ao local do problema e trabalha na unidade em questão até resolver o problema, não podendo atuar em outra tarefa no referido período.

De acordo com o bloco de restrições de períodos, os ambientes perigosos para se efetuar uma intervenção são evitados. Quando em excesso, umidade, poluição, salinidade, neve e calor podem facilmente contaminar equipamentos onde se faz um trabalho invasivo, principalmente se operarem ao tempo. Por outro lado, ambientes frios e secos devem ser privilegiados, pois são os mais propícios para a manutenção. Se em certas cidades há períodos conhecidos de muita chuva, os especialistas devem evitar ao máximo programar intervenções nos referidos períodos para as unidades dessas cidades. As situações que restringem períodos estão previstas pela **Restrição de Inflexibilidade**, se a intervenção de uma unidade tiver que ocorrer necessariamente em um estágio de tempo pré-definido (unidade inflexível); pela **Restrição de Janela**, se a intervenção de uma unidade só puder ocorrer entre dois estágios de tempo pré-definidos (janela de manutenção) ou **Restrição de Semana**, se a intervenção de uma unidade não puder ocorrer em certos estágios de tempo (independente da referida janela). Interessante notar que este bloco de restrições, além dos já citados, também são capazes de contemplar problemas de disponibilidade (ou indisponibilidade) de mão-de-obra, materiais, acessórios, sobressalentes, etc.

Por fim, ao se tirar uma função de operação, é imperativo analisar as consequências deste ato em relação ao atendimento à demanda e à confiabilidade do sistema. O atendimento à demanda é, basicamente, garantir que mesmo sem as unidades retiradas para manutenção a empresa terá capacidade para transmitir energia suficiente para atender a demanda global de todos os consumidores. Mais do que isso, nenhuma cidade ou região atendida pode ficar sem energia, inclusive no horário de pico. Esta análise é feita pela empresa e, no modelo proposto, garantida, respectivamente pela **Restrição de Transmissão** e pela **Restrição de Demanda**.

Exemplo prático. Um transformador trifásico de 100 MVA e um banco de transformadores monofásicos de 100 MVA estão instalados no mesmo barramento e

conseguem transmitir toda potência necessária para atender o pico diário de 90 MVA demandado pela região hipotética A (um equipamento operando em serviço e o outro como reserva quente). Assim, devido à redundância, se um desses equipamentos for desligado (por qualquer motivo) o outro conseguirá atender plenamente a demanda dos consumidores. Esta redundância simples funciona bem para paradas curtas. Mas no caso de uma parada prolongada, por exemplo para efetuar uma modernização completa no banco de transformadores (*retrofit* - tem a duração de 30 dias e geralmente ocorre entre 25 e 30 anos de vida útil de um transformador), a empresa ficaria exposta por 90 dias ao deixar apenas o transformador trifásico em serviço para atender toda a região A. Caso ocorra uma falha neste transformador, a região perderá parte ou toda energia (blecaute) e o risco assumido pela empresa poderá custar caro, na medida que haveria um desligamento não-programado segundo o ONS. Numa situação como esta, é prudente utilizar o triplo da mão-de-obra no banco de transformadores e assim a empresa diminuiria de 90 para 30 dias sua exposição ao risco de falha no transformador trifásico que atenderia, sem reserva, toda a região A.

Vale ressaltar que, de acordo com ABNT NBR 5416, se em boas condições do isolamento, temperatura ambiente de 30 °C, sistema de resfriamento ODAF e carga inicial de 70%, qualquer um dos equipamentos suportaria sem maiores problemas uma sobrecarga de até 10% por duas horas diárias. De qualquer forma, um problema de sobrecarga requer avaliação de formação de bolhas no óleo, um sistema de refrigeração com a manutenção em dia e, nos casos extremos, um chuveiro para molhar e resfriar o equipamento no intuito de evitar o seu sacrifício de vida.

Já a análise das consequências sobre a confiabilidade do sistema é feita pelo ONS no momento que a empresa de transmissão de energia solicita o desligamento de uma FT. Sobre a análise de confiabilidade do sistema, vale ressaltar outras dificuldades práticas. Quando uma solicitação de desligamento é negada, a referida manutenção deverá ser reprogramada para outra data. Ocorre que, normalmente, nas outras datas já existem outras manutenções programadas, o que pode atrapalhar a execução do planejamento da manutenção. Se uma empresa tem muitas solicitações de desligamento indeferidas pelo ONS, os seus serviços de manutenção irão se acumular ao longo do tempo, criando um grande problema para o gerente de manutenção. Mais ainda, ao considerar que um ano tem 52 finais de semana e que alguns deles são feriados especiais (Natal, Réveillon, Carnaval, Eleições etc.), onde nenhum desligamento importante é autorizado pelo ONS, restam poucas datas no ano para a programação da manutenção. Os fatores climáticos adversos não previstos na restrição de períodos também podem comprometer a execução das manutenções, uma vez que impossibilitam a execução de desligamentos já aprovados.

Este exemplo prático mostra parte da dificuldade de criar e executar uma programação de manutenção nas transmissoras, sinalizando ainda que mesmo a melhor programação possivelmente sofrerá da necessidade de ajustes e correções ao longo de sua aplicação. Outras restrições serão contempladas no modelo proposto e explicadas ao longo do texto desta dissertação.

## **2.8 DESCRIÇÃO DO RISCO SEGUNDO A LITERATURA**

Existem três maneiras, não excludentes, de manter alta disponibilidade dos transformadores ao mesmo tempo em que se minimizam os desligamentos para manutenções, a saber: executar as manutenções com os equipamentos energizados, aproveitar da melhor forma possível os desligamentos programados ou postergar prudentemente as manutenções e investimentos o máximo possível. A primeira opção é cada vez mais comum. Muitas companhias passaram a fazer mais manutenções em “linha viva”, isto é, sem desligar linhas de transmissão nem equipamentos. Este tipo de serviço requer procedimentos especiais e mais custosos para garantir a segurança dos operários envolvidos, mas por outro lado, a transmissora economiza ao manter intacta a franquia<sup>12</sup> da parcela variável à qual tem direito.

Também tem sido muito comum as transmissoras fazerem uso da segunda opção, programando melhor suas paradas para manutenções, antecipando-as ou retardando-as, de forma a não ultrapassar a franquia da parcela variável. Outra mudança de atitude nesta mesma linha é implementar uma manutenção sob oportunidade, aproveitando para fazer a manutenção em uma FT desenergizada em consequência do desligamento para intervenção em uma outra FT. Também não se desliga mais uma FT para manutenção em equipamentos complementares, como transformador de corrente ou transformador de aterramento. Neste caso, ou faz-se manutenção preventiva aproveitando o desligamento da sua FT ou faz-se manutenção corretiva. De qualquer forma, várias equipes devem trabalhar simultaneamente para cumprir os serviços de manutenção programados e acumulados. Este tipo de serviço, com volume de trabalho majorado, requer mais operários qualificados, mais equipamentos e partes sobressalentes em condição de uso, assim como uma logística mais eficiente à disposição das equipes.

---

<sup>12</sup> Valor máximo de duração ou frequência para um período contínuo móvel de doze meses até o qual não se aplica o desconto da parcela variável por indisponibilidade. Este valor varia por função transmissão, família e tipo de desligamento conforme mostrado na Tabela 2.10.

Já aqueles que optam pela terceira opção se baseiam na monitoração contínua de algum parâmetro que indique a condição do equipamento ou em alguma ferramenta matemática. De qualquer maneira, a economia vinda do corte de custos ao adiar investimentos e ao reduzir orçamentos é prontamente quantificada e contabilizada. Entretanto, os custos associados com as consequências destas ações só podem ser aproximadas usando técnicas de análise de risco. Quando uma empresa decide adotar ações que a expõe ao risco (ao adiar investimentos, manutenção, reparos etc.) é imperativo que tenha tomado decisões baseadas em fundamentos matemáticos sólidos, pois a imagem da empresa junto aos consumidores e acionistas não pode ser maculada. Os primeiros temem interrupções de energia e os segundos temem que suas ações se desvalorizem no mercado financeiro.

Segundo BAYNES [49], "o medo do dano deve ser proporcional não meramente à gravidade do dano, mas também à probabilidade do evento". Como exemplo, eventos não desejados que tenham consequências severas, mas que ao mesmo tempo tenham uma probabilidade muito baixa de ocorrer, devem caracterizar um risco baixo na análise de risco. Este é um conceito de 1861 que ainda é válido, mas frequentemente negligenciado pela gestão de riscos tradicional. Através de uma gestão de riscos adequada, as ações tomadas pelos especialistas ficam devidamente respaldadas em cálculos de probabilidades.

Uma análise de risco nesse sentido pode ser aplicada aos transformadores. De acordo com o CIGRÉ [3], a relevância de uma ação preventiva ou corretiva em uma população de transformadores pode ser baseada em dois fatores:

- GSI (**impacto** estratégico global) é um número que expressa o impacto de uma possível falha em um determinado transformador. Em outras palavras, quanto mais grave forem as consequências possíveis da falha, maior será este número.
- GTC (**condição** técnica geral) é um número que expressa a probabilidade de falha interna em um determinado transformador. De outra forma, quanto pior for a condição do equipamento, maior será este número.

O produto desses números representa o nível de criticidade do transformador e este valor pode ser visualizado graficamente em um plano cartesiano. Se os eixos deste plano forem divididos em três níveis cada (Baixo, Médio e Alto), tem-se uma matriz de risco como a visualizada na Figura 2.3. Esta matriz permite visualizar a criticidade de todas as unidades de uma população de transformadores de forma simples, rápida e clara. Para calcular GSI,

os especialistas do Cigré consideraram cinco impactos independentes, que podem ser ponderados com pesos distintos: Segurança da propriedade e das pessoas (choque elétrico, queimaduras, fogo, explosão), Segurança do sistema elétrico (confiabilidade), Meio-Ambiente (vazamento, incêndio, emissão de CO<sub>2</sub>), Concorrência (investigações, reparo, recolocação, custo da energia não servida) e Imagem (vazamento, fogo, explosão, apagão). Já o valor de GTC foi calculado tomando em consideração quatro critérios que caracterizam o probabilidade de falha para um transformador em um determinado momento: Condição do transformador (cromatográfica, teor furfural, físico-químico), Risco tecnológico (fragilidade, durabilidade), Peso do passado (idade), Operação (fator de carga).

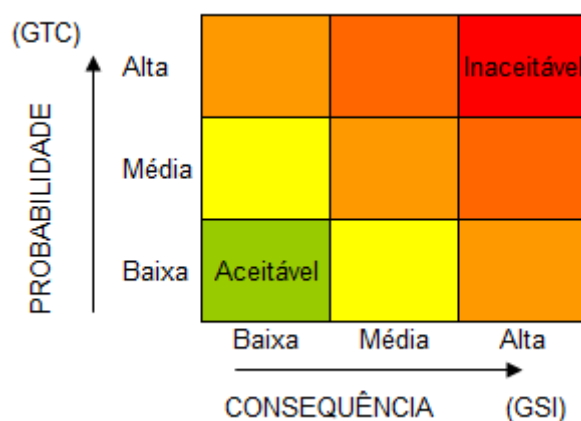


FIGURA 2.3 – Probabilidade x Consequência

Para NETO [50], não existe um padrão para calcular GSI e GTC. A forma escolhida pelo autor foi dividir GSI e GTC em cinco níveis cada. O eixo da consequência foi dividido em Catastrófica, Significativa, Moderada, Pequena e Insignificante, de acordo com a severidade do impacto. O eixo da probabilidade foi dividido em Freqüente, Provável, Remota, Improvável e Rara, de acordo com a probabilidade do risco de falha. Os graus utilizados em [50] foram fornecidos por especialistas da CHESF.

MOREIRA [51] conseguiu capturar o equivalente ao impacto estratégico global com uma maior sensibilidade, ao utilizar a inferência Fuzzy para transformar informações imprecisas e vagas em termos matemáticos. Para tal, a autora considerou quatro impactos independentes: econômico (SE), operacional (SO), ambiental (SA) e de segurança (SS). Em seguida, eles foram divididos em três níveis linguísticos (Baixo, Médio e Alto) e universo de discurso entre 0 e 5. Estas informações serviram como entrada de um sistema Fuzzy para

inferir o grau de severidade global (SG, equivalente ao GSI nos trabalhos anteriores), com universo de discurso entre 0 e 1, e os seguintes valores linguísticos: Insignificante, Pequeno, Moderado, Crítico e Catastrófico. A base de regras, constituída de 81 regras linguísticas, foi construída a partir do conhecimento de especialistas do CEPEL. O eixo da probabilidade (equivalente ao GTC nos trabalhos anteriores), com domínio entre 0 e 1, foi dividido em nove níveis linguísticos, de acordo com a possibilidade de ocorrência da falha, a saber: nunca ocorre, quase nunca ocorre, ocorre muito raramente, ocorre raramente, ocorre com uma frequência moderada, ocorre frequentemente, ocorre muito frequentemente, ocorre quase sempre e sempre ocorre. Foi utilizado o *Software Matlab 7.1* com *Fuzzy Logic Toolbox*, conforme tela mostrada na Figura 2.4.

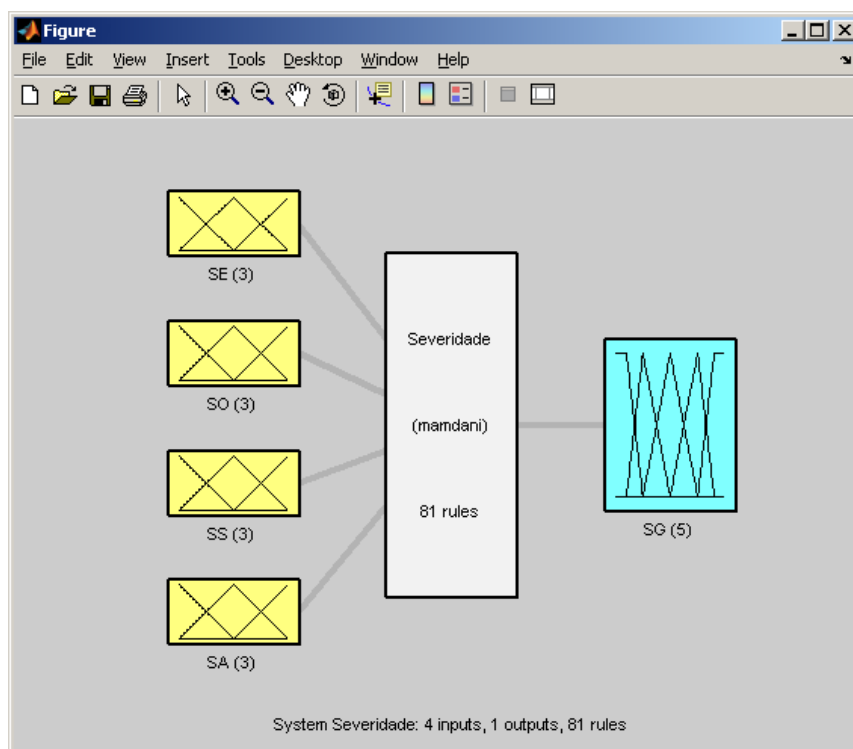


FIGURA 2.4 – Sistema Fuzzy para inferência da severidade global

Segundo o trabalho de MELO *et al.* [52], tradicionalmente se tende a minimizar as indisponibilidades dos equipamentos mais importantes, pois geralmente são os mais custosos. Contudo, não levar em consideração outras variáveis como multas, deslocamentos e ineficácia da manutenção, que têm impacto no custo total, pode levar a decisões equivocadas. Nesse sentido, os autores apresentaram um critério para solucionar o problema da priorização do atendimento às manutenções corretivas, baseado na minimização do custo total. O método desenvolvido levou em consideração os parâmetros:

qualidade dos serviços, custos de deslocamentos, tempos de deslocamentos, formação das equipes, entre outros. O trabalho, baseado em informações contidas em mais de 100.000 ordens de serviço de manutenções corretivas do segmento de telecomunicações da CHESF, utilizou a técnica de computação por busca exaustiva. No entanto ferramentas de otimização poderiam ser utilizadas.

DUPONT *et al.* [53] desenvolveram um modelo matemático baseado nos conceitos de viabilidade financeira, fluxo de caixa, valor presente e valor futuro, para expressar os custos das causas e consequências de falhas funcionais de transformadores num único índice, chamado severidade da causa (S). Com outras palavras, este índice indica a importância de efetuar uma ação específica de manutenção em uma unidade diagnosticada, levando em conta todo o período de vida útil do equipamento (preço inicial, manutenções realizadas, indisponibilidades etc.). Quanto maior este número, mais vantajosa será esta manutenção atual. Assim, o problema da priorização do atendimento às manutenções corretivas torna-se: fazer a manutenção nas unidades com S positivo, do maior S para o menor S. Nos casos de  $S \leq 0$ , não realizar a manutenção.

O modelo desenvolvido nesta dissertação para otimizar a programação de manutenção dos transformadores, como será detalhado no capítulo a seguir, necessita da informação sobre o risco de cada unidade. Basicamente, o risco de cada unidade informa ao modelo a condição de risco de uma unidade relativamente às outras, e essas informações são utilizadas para dar prioridade, na medida do possível, ao desligamento das unidades que estão em piores condições de risco. As informações são manipuladas da seguinte forma: o impacto estratégico global é obtido conforme as metodologias de inferência Fuzzy apresentadas em [51] e o risco de acordo com as metodologias apresentadas em [3], [50] e [51].



## MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO PARA OTIMIZAÇÃO

### 3.1 MODELO MATEMÁTICO DIDÁTICO

Inicialmente um exemplo de pequeno porte será introduzido para melhor compreensão do modelo proposto. Neste exemplo didático, deseja-se planejar uma programação de manutenção com desligamento de três unidades ao longo de cinco meses, tendo apenas uma equipe disponível para executá-la. A variável deste problema tem apenas dois estados possíveis: parar ou não parar cada unidade, ao longo do horizonte da programação. O estado da unidade  $i$  no estágio de tempo  $t$  será representado pela variável  $u_{it}$ , onde:

$$\begin{cases} u_{it} = 1, & \text{se a unidade } i \text{ está em manutenção no estágio de tempo } t \text{ (desenergizada),} \\ u_{it} = 0, & \text{se a unidade } i \text{ está disponível para operação no estágio de tempo } t. \end{cases}$$

De antemão, como dado de entrada, tem-se um planejamento atual qualquer, como por exemplo, as recomendações do fabricante ou a experiência da empresa, cujos dados estão listados na Tabela 3.1.

TABELA 3.1 – Planejamento atual para o exemplo didático

Unidade	Desligamento para manutenção		
	Previsto para	Custo (R\$)	Duração (mês)
1	Mês 2	1.000,00	1
2	Meses 2 e 3	2.000,00	2
3	Mês 3	500,00	1

Caso as manutenções sejam realizadas em um mês diferente do planejamento atual, estes valores foram corrigidos, de acordo com os conceitos de valor presente e valor futuro, sendo mais caro adiantar e mais barato postergar. Basicamente, postergar significa aplicar o dinheiro que seria usado em uma manutenção e usá-lo no futuro. Considerando que o valor da manutenção se mantém nos estágios de tempo seguintes, ao abater o lucro da referida aplicação resulta que o gasto com a manutenção postergada será menor que o valor original. A Tabela 3.2 mostra os valores das manutenções de acordo com o mês escolhido para execução das manutenções, considerando uma taxa de 1% ao mês, onde taxa corresponde ao rendimento descontada a inflação. O custo operacional da manutenção da unidade  $i$  no estágio de tempo  $t$  será representado pelo parâmetro  $C_{it}$ , onde:

TABELA 3.2 – Custo de manutenção para o exemplo didático

Unidade	Custo operacional de manutenção de acordo com o mês de desligamento (R\$)				
	1	2	3	4	5
1	1.010	1.000	990	980	970
2	1.010	1.000	1.000	990	980
3	510	505	500	495	490

Para decidir se uma solução é melhor que outra, utiliza-se um objetivo com as variáveis do problema. A primeira parte do objetivo será minimizar os custos envolvidos na manutenção em todo horizonte de estudo, o que está representado pela função linear  $f$  abaixo.

$$\min f = \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T u_{it} \cdot C_{it} \quad (3.1)$$

Inicialmente, este pequeno problema de programação tem  $2^{15}$  combinações possíveis. Contudo, algumas restrições podem diminuir consideravelmente o universo de soluções viáveis. A primeira restrição linear imposta será forçar um desligamento obrigatório para manutenção de cada unidade no horizonte desejado, ou seja, as unidades 1 e 3 devem parar um mês nos próximos cinco meses e a unidade 2 deve parar 2 meses no período. No formato expandido, tem-se:

$$\begin{cases} u_{11} + u_{12} + u_{13} + u_{14} + u_{15} = 1; \\ u_{21} + u_{22} + u_{23} + u_{24} + u_{25} = 2; \\ u_{31} + u_{32} + u_{33} + u_{34} + u_{35} = 1; \end{cases}$$

No formato geral, a duração da manutenção da unidade  $i$  será representada pelo parâmetro  $d_i$ . Esta restrição será chamada de **Restrição de Duração** e seu modelo será representado pela equação abaixo:

$$\sum_{t=1}^T u_{it} \leq d_i \quad \text{para } i=1, I \quad (3.2)$$

A otimização deste problema, calculado com a ajuda do *solver* CPLEX versão 12.2, tem objetivo  $f = 3430$  e solução  $u^* =$

	1	2	3	4	5
u01	0	0	0	0	1
u02	0	0	0	1	1
u03	0	0	0	0	1

A solução acima sugere desligar a unidade 2 para manutenção nos meses 4 e 5, e as demais unidades no mês 5, o que custará para a empresa o montante de R\$ 3430,00. Esta é a solução esperada, uma vez que os últimos meses têm os menores custos. Apesar de correta matematicamente, esta solução é pouco prática, uma vez que todas as manutenções são programadas para ocorrerem simultaneamente no último mês, o que implicaria em um volume de trabalho inviável para apenas uma equipe de mão-de-obra. Para contornar esta limitação, uma segunda restrição linear deverá ser imposta no sentido de forçar que, em cada mês, só possa ocorrer manutenção em uma única unidade. No formato expandido, tem-se:

$$\left\{ \begin{array}{l} u_{11} + u_{21} + u_{31} = 1; \\ u_{12} + u_{22} + u_{32} = 1; \\ u_{13} + u_{23} + u_{33} = 1; \end{array} \right.$$

Esta restrição será chamada de **Restrição de Mão-de-obra** e seu modelo será representado pela equação abaixo:

$$\sum_{i=1}^I u_{it} \leq 1 \quad \text{para } t=1, T \quad (3.3)$$

Agora a otimização deste problema tem objetivo  $f = 3460$  e solução  $u^* =$

	1	2	3	4	5
u01	0	0	0	1	0
u02	0	1	0	0	1
u03	0	0	1	0	0

O objetivo tem um valor maior que o anterior, pelo fato de ser um problema mais restritivo. Diferente da anterior, a nova solução respeita as duas restrições impostas, o que não a impede de também ser pouco prática. Nota-se que a manutenção da unidade 2, que tem duração de dois estágios de tempo, foi programada nos período 2 e 5. Isto significaria que a unidade 2 estaria indisponível para operação comercial por cinco meses, uma vez que as unidades só podem voltar a operar após a finalização completa da manutenção. Uma terceira restrição linear deverá ser imposta com intuito de forçar que as manutenções de duração maior que um estágio de tempo ocorram obrigatoriamente em estágios de tempo sequenciais. No formato geral, o parâmetro  $c_i$  representará o estágio de tempo que a unidade  $i$  entra em manutenção. Esta restrição será chamada de **Restrição de Continuidade** e seu modelo será representado pela equação abaixo:

$$u_{it} = 1 \quad \text{para} \quad c_i \leq t \leq c_i + d_i - 1 \quad e \quad i = 1, I \quad (3.4)$$

Agora a otimização deste problema tem objetivo  $f = 3465$  e solução  $u^* =$

	1	2	3	4	5
u01	0	0	0	0	1
u02	0	1	1	0	0
u03	0	0	0	1	0

O objetivo tem um valor maior que o anterior, o que era esperado. Embora esta solução seja viável, existem três restrições de períodos, usualmente praticadas no momento da execução das manutenções, que devem ser contempladas neste modelo: quando há unidades inflexíveis, quando há períodos proibidos ou quando há janelas de tempo na qual se permite manutenção.

Se, por algum motivo, a unidade 1 não puder ser parada em outro estágio de tempo que não for o do planejamento atual, diz-se que esta unidade pertence ao grupo de unidades inflexíveis e a otimização deverá respeitar isto. Neste exemplo, a solução deverá

indicar obrigatoriamente que a parada da unidade 1 acontecerá no segundo mês, ou seja,  $u_{11}=0$ ,  $u_{12}=1$ ,  $u_{13}=0$ ,  $u_{14}=0$  e  $u_{15}=0$ . Esta restrição será chamada de **Restrição de Inflexibilidade** e seu modelo será representado pela equação abaixo:

$$u_{it} = u_{it,ideal} \quad \text{para } t=1,T \quad \text{e } i \in I_{\text{inf lexíveis}} \quad (3.5)$$

Se, por algum motivo, a unidade 2 só puder ser parada entre o terceiro e quinto mês, diz-se que esta unidade tem uma janela de manutenção e a otimização deverá respeitar isto. Neste exemplo, a solução deverá indicar obrigatoriamente que as duas paradas da unidade 2 deverão acontecer nos três últimos meses, ou seja,  $u_{21}=0$  e  $u_{22}=0$  obrigatoriamente. No formato geral, os parâmetros  $a_i$  e  $b_i$  representarão, respectivamente, o período inicial e o período final da janela na qual é permitido manutenção da unidade  $i$ . Esta restrição será chamada de **Restrição de Janela** e seu modelo será representado pela equação abaixo:

$$u_{it} = 0 \quad \text{para } t < a_i \quad \text{e } t > b_i \quad \text{e } i=1,I \quad (3.6)$$

Se, por algum motivo, a unidade 3 não puder ser parada no terceiro mês, diz-se que esta unidade tem um período proibido e a otimização deverá respeitar isto. Neste exemplo, a solução deverá indicar obrigatoriamente que a única parada da unidade 3 não acontecerá no mês 3, ou seja,  $u_{33} = 0$ . Diferente da anterior, esta é uma restrição pontual, podendo, inclusive, haver um período proibido dentro de uma janela de manutenção. Esta restrição será chamada de **Restrição de Semana** e seu modelo será representado pela equação abaixo:

$$u_{it} = 0 \quad \text{para } t \in Ti_{\text{proibidos}} \quad \text{e } i \in I_{\text{proibidos}} \quad (3.7)$$

Considerando as restrições (3-8), a otimização deste problema passa a ter o objetivo  $f = 3480$  e solução  $u^* =$

	1	2	3	4	5
u01	0	1	0	0	0
u02	0	0	0	1	1
u03	1	0	0	0	0

Percebe-se que o objetivo ficou menos favorável quando as seis restrições usualmente praticadas pela execução foram adicionadas ao problema. Para concluir o

exemplo didático, duas variáveis primordiais deste processo serão introduzidas ao objetivo: o custo de fiscalização devido a parcela variável por indisponibilidade e o risco do equipamento.

A variável custo de fiscalização é de fundamental importância para o problema da programação da manutenção de transformadores, uma vez que, como explicado anteriormente, a violação da restrição de franquia pode acarretar em multa pesada para a transmissora, e isto deve ser analisado e ponderado. Esta variável trás a reboque a **Restrição de Franquia** que, diferentemente das demais, é flexível por definição. Procura-se não ultrapassá-la, mas nem sempre isto é possível. Por isso violações são permitidas.

As franquias levam em consideração um valor permitido (padrão) de desligamentos em uma janela móvel de tempo e uma penalidade caso este valor seja ultrapassado. Em outras palavras, haverá uma multa para os desligamentos que extrapolem a franquia estabelecida, correspondente a duração excedente. No caso real, os padrões de desligamentos e outros parâmetros estão definidos pela Tabela 2.10, e o custo de cada infração está definido pela Eq. (2.1). Para este exemplo didático, o padrão de desligamento e o custo de cada infração são informados na Tabela 3.3, considerando uma janela móvel composta dos três meses anteriores mais o mês atual sob análise. A Figura 3.1 apresenta uma função linear segmentada que será utilizada para descrever a penalidade referente à PVI.

TABELA 3.3 – Franquia e penalidade para o exemplo didático

<b>Unidade</b>	<b>Franquia (mês)</b>	<b>Penalidade (R\$/mês excedente)</b>
1	1	1.200,00
2	2	2.200,00
3	1	1.400,00

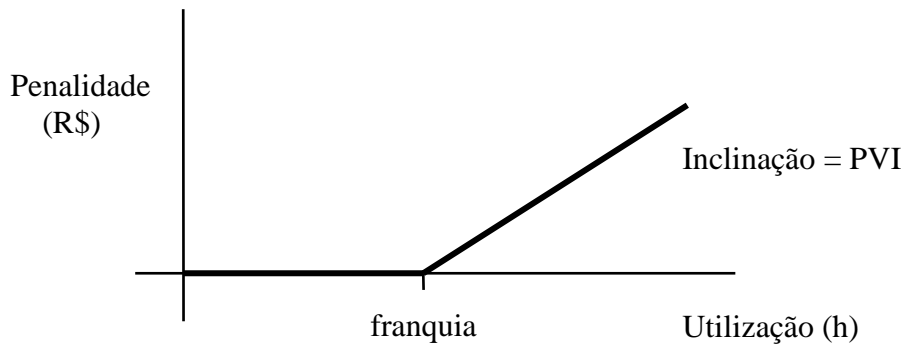


FIGURA 3.1 – Função de penalidade por horas utilizadas

Uma nova informação se faz necessária para computar a franquia nos meses iniciais da programação: a **Restrição de Histórico**, ou seja, o histórico dos desligamentos já efetuados nos três meses que antecedem a programação em estudo. Esta restrição é muito importante, pois esta informação é utilizada para o cálculo das franquias já utilizadas. Vale ressaltar que dois histórico diferentes podem gerar soluções distintas. Dado o histórico hipotético a seguir:

	histórico	1	2	3	4	5
u01	1	1	0	x	x	
u02	0	1	1	x	x	
u03	0	0	1	x	x	x

percebe-se que, devido às franquias já utilizadas, os estágios de tempo marcados com x preferencialmente não devem ser utilizados para a manutenção, pois poderão elevar objetivo. Com a aplicação desta nova variável, o objetivo torna

$$\min f = \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T u_{it} \cdot C_{it} + PVI_{it} \quad (3.8)$$

A otimização deste problema passa a ter o objetivo  $f = 4680$  e solução

$$u^* =$$

	histórico	1	2	3	4	5
u01	1	1	0	0	1	0
u02	0	1	1	0	0	1
u03	0	1	0	0	0	0

Nota-se que este problema não tem solução sem que haja violação de alguma franquia. A melhor solução, considerando todas as condições impostas, foi permitir o desligamento da unidade 1 por um mês além de sua franquia permitida, o que onerou o objetivo em R\$ 1200,00.

Até aqui os custos definidos no objetivo - de operação e de fiscalização, são custos reais, exatos, que saem (ou deixam de entrar) na contabilidade financeira da transmissora. A partir deste ponto, será definido um outro custo, também na função objetivo, mas subjetivo, que refletirá a percepção de risco de cada equipamento. No caso real, o risco é definido através de alguma metodologia como aquelas apresentadas na Seção 2.8. Para este exemplo didático, o risco de cada unidade é mostrado na Tabela 3.4. De qualquer maneira, o risco de uma unidade é ponderado de acordo com a **Restrição de Pendência**, que contabiliza as manutenções pendentes, para cada unidade, em cada estágio de tempo. A ideia proposta é a seguinte:

- Enquanto não se executa o desligamento programado o risco aumenta o objetivo;
- Quanto maior o risco, maior a penalidade adicionada no objetivo.

TABELA 3.4 – Risco das unidades para o exemplo didático

Unidade	Risco
1	0,50
2	0,80
3	1

A Figura 3.2 apresenta uma função linear que será utilizada para descrever a penalidade devido ao risco pendente de tarefas programadas e ainda não executadas. Qualquer pendência acarretará em penalização do objetivo. Em outras palavras, os serviços deverão ser executados da melhor maneira possível, o mais rápido possível, respeitando



todas as restrições impostas ao problema. Ocorre ainda que, as pendências em equipamentos de maior risco sofrem penalizações maiores e esta lógica está representada pela função linear de quatro segmentos da Figura 3.3. As informações para construir este segmentos devem ser obtidos por especialistas, que devem informar a penalidade devida aos riscos nas interseções dos segmentos e se os valores adicionados ao objetivo devem ser potencializados por uma constante K. Os demais pontos são obtidos diretamente das funções das retas formadas. Para este exemplo, os segmentos têm as funções lineares mostradas pelas Eq. (3.9) e os pontos, na Tabela 3.5.

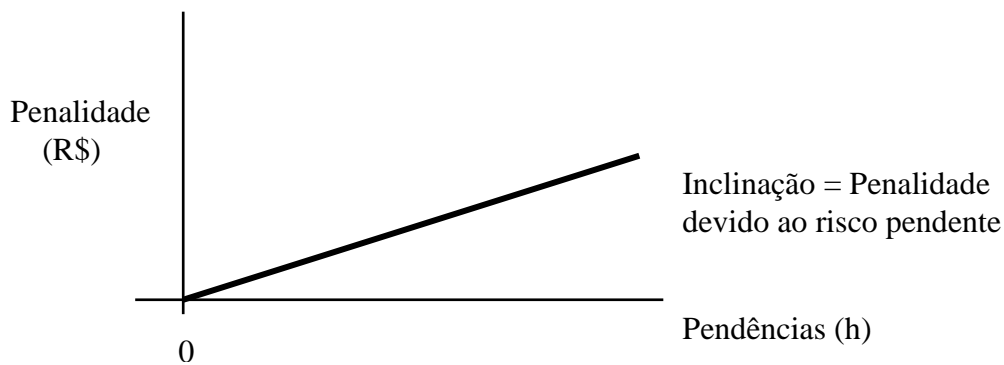


FIGURA 3.2 – Função de penalidade por risco pendente

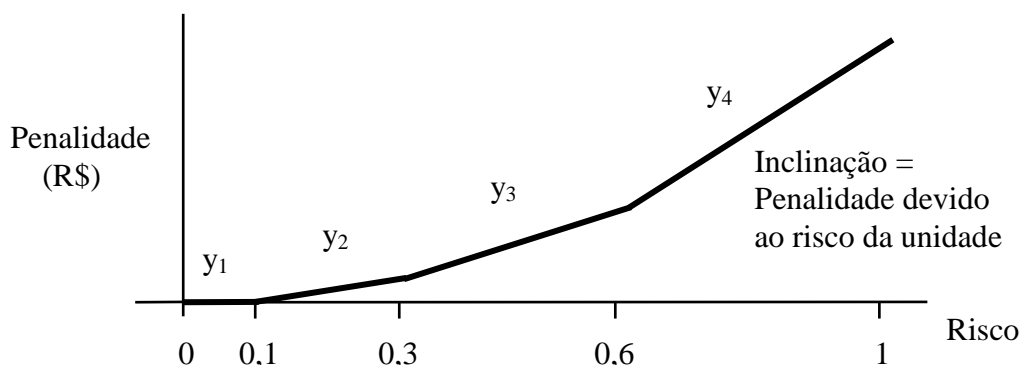


FIGURA 3.3 – Função de penalidade por risco da unidade

$$\left\{ \begin{array}{l} y_1 = 0, \quad \text{se } 0 \leq x \leq 0,1 \\ y_2 = K \cdot (60x - 6), \quad \text{se } 0,1 \leq x \leq 0,3 \\ y_3 = K \cdot (110x - 21), \quad \text{se } 0,3 \leq x \leq 0,6 \\ y_4 = K \cdot (212,5x - 82,5), \quad \text{se } 0,6 \leq x \leq 1 \end{array} \right. \quad (3.9)$$

TABELA 3.5 – Penalidade devido ao risco para o exemplo didático

Risco	Penalidade (R\$)	Risco	Penalidade (R\$)
0	0,00	0,6	45,00
0,1	0,00	0,7	66,25
0,2	6,00	0,8	87,50
0,3	12,00	0,9	108,75
0,4	23,00	1	130,00
0,5	34,00		

Nota: Para K = 1

Com a aplicação desta nova variável ao problema, o objetivo fica

$$\min f = \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T (u_{it} \cdot C_{it} + PVI_{it} + R_{it}) \quad (3.10)$$

A otimização deste problema agora tem o objetivo 5471,50 e a seguinte solução

$$u^* =$$

histórico		1	2	3	4	5		
u01	1	1	0	0	1	0	0	0
u02	0	1	1	0	0	1	1	0
u03	0	1	0	1	0	0	0	0

Por conta da nova variável que penaliza o risco, a solução anterior ficou menos favorável, ou seja, programar o desligamento da unidade 3 para o mês 5, custaria um total de R\$ 5671,50.

Este trabalho prevê um modo alternativo para inferência dos riscos das unidades, ao invés de recebê-los como dados de entrada. Para tal, é necessário que a empresa identifique as causas das falhas de cada unidade, suas probabilidades (GTC) e também seus impactos sob o aspecto econômico (SE), operacional (SO), ambiental (SA) e de segurança (SS). Essas informações são manipuladas conforme apresentado na Seção 2.8, e detalhado no trabalho [51], em uma etapa necessariamente anterior à da utilização do modelo proposto. O primeiro passo do pré-tratamento é calcular o impacto estratégico global

(GSI) de cada causa de falha (caso venha a ocorrer), através de um Sistema *Fuzzy* que tem como variáveis de entrada os quatro impactos avaliados pelos especialistas. Em seguida, o risco de cada causa de falha é calculado pelo produto  $GTC * GSI$ . Neste momento, tem-se em mãos as diversas causas de falhas e seus riscos associados, para cada equipamento. No passo três, assume-se que o risco de cada unidade é igual ao risco de maior valor entre todas as causas de falhas identificadas. Assim obtém-se a priorização das causas de falhas, uma vez que, na prática, não se consegue corrigir todas simultaneamente. A ideia é eliminar, para cada equipamento, a causa de falha com maior risco e, caso não se verifique o efeito de correção desejado, atua-se nas causas de falhas subsequentes.

Adicionalmente, o modo alternativo pode identificar a ação mais indicada para corrigir a causa de falha identificada como a mais grave. Para tal, é necessário que a empresa identifique as ações de manutenção que corrigem as causas das falhas de cada unidade, seus custos e durações. Essas informações são manipuladas após o passo três, da seguinte forma: Para cada unidade, identifica-se a ação de manutenção de menor custo dentre todas as ações que corrigem a causa de falha de maior risco. Por fim, caso mais de uma ação tenha o mesmo custo no passo anterior, identifica-se a ação de manutenção com a menor duração para o desempate. Desta forma, tem-se o risco de cada unidade, a causa mais grave a ser corrigida e a ação recomendada mais barata e de menor duração a ser executada em cada equipamento.

A Tabela 3.6 mostra, para cada unidade do exemplo didático, as causas das falhas identificadas e as ações de manutenção que as corrigem. Nota-se que foram identificadas apenas duas possíveis causas para problemas na unidade 1, duas para a unidade 2 e apenas uma para a terceira unidade. Quanto as ações de manutenção que podem corrigir as causas identificadas, sabe-se que três corrigem a primeira causa de falha e existe de uma à duas opções para corrigir cada uma das demais causas de falhas. Na prática esses números podem chegar à dezenas ou centenas. A partir de dados como os mostrados da Tabela 3.6, conclui-se pelos dados mostrados na Tabela 3.7, que estão em consonância com os valores de risco informados diretamente pela Tabela 3.4 e pelas ações de manutenção informadas pela Tabela 3.1.

TABELA 3.6 – Possíveis causas de falhas e possíveis ações para o exemplo didático

Unidade	Causa de Falha						Ação de Manutenção	
	SE	SO	SS	AS	GSI*	GTC	Custo (R\$)	Duração (mês)
1	4	4	5	4	0,91	0,55	1.000,00	1
							1.000,00	2
							1.800,00	3
	3	3	1	1	0,61	0,70	1.000,00	1
							1.200,00	1
2	4	3	4	3	0,80	1	2.400,00	3
							2.000,00	2
	5	4	5	4	0,91	0,6	1.200,00	1
3	5	5	5	5	1	1	500,00	1

\* Graus obtidos por inferência Fuzzy. Os demais são dados de entrada.

TABELA 3.7 – Causas de falhas mais graves e ações recomendadas para o exemplo didático

Unidade	Causa de Falha	Ação de Manutenção	
	Risco	Custo (R\$)	Duração (mês)
1	0,50	1.000,00	1
2	0,80	2.000,00	2
3	1	500,00	1

### 3.2 MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO FORMAL

A construção formal do modelo matemático proposto para solucionar o problema do programação da manutenção na transmissão consiste em minimizar tanto os custos totais de manutenção como os riscos das unidades ao longo do horizonte de estudo - conforme a função objetivo mostrada na Eq. (3.11), sujeito às restrições de duração, de mão-de-obra, de simultaneidade, de continuidade, de inflexibilidade, de janela, de semana, de exclusividade, de transmissão, de demanda, de franquia, de histórico e de pendência - conforme mostrado, respectivamente, nas Eq. (3.12-3.24). Em relação ao exemplo didático da seção anterior, foram adicionados os termos  $I_e$  e  $C_e$ , em referência às unidades sob responsabilidade de cada equipe e a capacidade de cada equipe. As Eq. (3.19-3.21) também não foram utilizadas no exemplo didático e serão explicadas à frente. Pela variação de baixo impacto, assumiu-se que os custos de manutenção não variam ao longo do ano.

$$\text{Objetivo} \quad \min f = \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T (u_{it} \cdot C_{it} + PVI_{it} + R_{it}) \quad (3.11)$$

Sujeito à

$$\sum_{t=1}^T u_{it} \leq d_i \quad \text{para } i = 1, I \quad \text{“Restrição de Duração”} \quad (3.12)$$

$$\sum_{i=1}^I u_{it} \leq C_e \quad \text{para } \begin{matrix} e = 1, E \\ t = 1, T \\ i \in \Phi_e \end{matrix} \quad \text{“Restrição de Mão-de-Obra”} \quad (3.13)$$

$$u_{it} \leq u_{jt} \quad \text{para } \begin{matrix} t = 1, T \\ i, j \in \Phi_s \end{matrix} \quad \text{“Restrição de Simultaneidade”} \quad (3.14)$$

$$u_{it} = 1 \quad \text{para } \begin{matrix} i = 1, I \\ c_i \leq t \leq c_i + d_i - 1 \end{matrix} \quad \text{“Restrição de Continuidade”} \quad (3.15)$$

$$u_{it} = 1 \quad \text{para } \begin{matrix} i \in \Phi_{\text{inf lexíveis}} \\ t \in T_{i, \text{inf lexíveis}} \end{matrix} \quad \text{“Restrição de Inflexibilidade”} \quad (3.16)$$

$$u_{it} = 0 \quad \text{para } \begin{matrix} i = 1, I \\ t < a_i \quad t > b_i \end{matrix} \quad \text{“Restrição de Janela”} \quad (3.17)$$

$$u_{it} = 0 \quad \text{para} \quad \begin{array}{l} i \in \Phi_{\text{proibidos}} \\ t \in T_{i,\text{proibidos}} \end{array} \quad \text{“Restrição de Semana”} \quad (3.18)$$

$$\sum_{i=1}^I u_{it} \leq 1 \quad \text{para} \quad \begin{array}{l} t = 1, T \\ i \in \Phi_x \end{array} \quad \text{“Restrição de Exclusividade”} \quad (3.19)$$

$$\sum_{i=1}^I u_{it} \cdot pt_i \geq \sum_{c=1}^C pr_c \quad \text{para} \quad t = 1, T \quad \text{“Restrição de Transmissão”} \quad (3.20)$$

$$\sum_{i=1}^I u_{it} \cdot pt_i \geq \sum_{c=1}^C pr_c \quad \text{para} \quad \begin{array}{l} t = 1, T \\ i \in \Phi_{gu} \\ c \in \Phi_{gc} \end{array} \quad \text{“Restrição de Demanda”} \quad (3.21)$$

$$uso_{im} \geq 8 \cdot \sum_{k=0}^{11} u_{i,m-k} \quad \text{para} \quad \begin{array}{l} i = 1, I \\ m = 1, M \end{array} \quad \text{“Restrição de Franquia”} \quad (3.22)$$

$$u_{it} = H_{it} \quad \text{para} \quad \begin{array}{l} i = 1, I \\ t = 1, P \end{array} \quad \text{“Restrição de Histórico”} \quad (3.23)$$

$$pendente_{it} \geq di - \sum_{k=1}^t u_{ik} \quad \text{para} \quad \begin{array}{l} i = 1, I \\ t = 1, T \end{array} \quad \text{“Restrição de Pendência”} \quad (3.24)$$

onde:

$T$ : Total de estágios de tempo da programação (a frente)

$t$ : Índice associado aos estágios de tempo

$I$ : Total de unidades de transformadores

$i$ : Índice associado às unidades de transformadores

$E$ : Total de equipes de manutenção

$e$ : Índice associado às equipes de manutenção

$\Phi_e$ : Grupo de unidades sob responsabilidade da equipe  $e$

$C_e$ : Capacidade de intervenções simultâneas da equipe  $e$

$P$ : Total de estágios de tempo no histórico das manutenções passadas

Variável binária que indica o estado da unidade  $i$  ao longo do estágio de tempo  $t$

$u_{it}$ :  $u_{it}=1$ , se a unidade  $i$  está em manutenção no estágio de tempo  $t$

$u_{it}=0$ , se a unidade  $i$  está disponível para operação no estágio de tempo  $t$

- Constante binária que indica o estado da unidade  $i$  em um estágio passado  $t$
- $H_{it}$  :  $H_{it}=1$ , se a unidade  $i$  esteve em manutenção no estágio de tempo  $t$   
 $H_{it}=0$ , caso contrário
- $\Phi_s$  : Dupla de unidades com manutenções simultâneas, de forma que a manutenção da unidade  $j$  só pode ocorrer se a unidade  $i$  estiver em manutenção
- $C_{it}$  : Custo da manutenção programada na unidade  $i$  no estágio de tempo  $t$
- $PVI_{it}$  : Variável de penalidade referente à unidade  $i$  devido sua indisponibilidade no estágio de tempo  $t$
- $R_{it}$  : Variável de penalidade referente ao risco da unidade  $i$  no estágio de tempo  $t$
- $a_i$  : Estágio inicial da janela no qual é permitida a manutenção da  $i$ -ésima unidade
- $b_i$  : Estágio final da janela no qual é permitida a manutenção da  $i$ -ésima unidade
- $c_i$  : Estágio de tempo no qual a manutenção é iniciada na  $i$ -ésima unidade
- $d_i$  : Estágios de tempo necessários para realizar a manutenção na  $i$ -ésima unidade
- $T_{i,inf\ lexíveis}$  : Estágios de tempo inflexíveis da  $i$ -ésima unidade (programa atual, já existente)
- $T_{i,proibidos}$  : Estágios de tempo proibidos da  $i$ -ésima unidade
- $\Phi_{inf\ lexíveis}$  : Unidades que devem obrigatoriamente obedecer à escala de manutenção "ideal"
- $\Phi_{proibidos}$  : Unidades que têm pelo menos um período proibido
- $\Phi_x$  : Grupo de unidades com manutenções mutuamente excludentes
- $C$  : Total de cidades consumidoras
- $c$  : Índice associado às cidades consumidoras
- $pt_i$  : Potência transmitida pela unidade  $i$  (MVA)
- $pr_c$  : Potência requerida pela região  $c$  (MVA)
- $\Phi_{gu}$  : Grupo de unidades que atendem as cidades do grupo  $gc$
- $\Phi_{gc}$  : Grupo de cidades que são atendidas pelas unidades do grupo  $gu$
- $M$  : Total de meses do estudo da manutenção (a frente)
- $m$  : Índice associado aos meses do horizonte da programação
- $uso_{im}$  : Duração de todos os desligamentos ocorridos na unidade  $i$  no mês  $m$  e nos 11 meses anteriores (horas)
- $pendente_{it}$  : Quantidade de desligamentos pendentes para a unidade  $i$  no estágio de tempo  $t$

### **3.3 PSEUDO-CÓDIGO DO MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO**

Para modelar o problema proposto no ambiente AMPL, é preciso criar um arquivo texto com extensão “.mod” contendo as declarações de constantes, variáveis e funções do problema de otimização. Como o ambiente AMPL não tem um editor de texto próprio, isto deve ser feito em algum editor externo, como o programa Bloco de Notas do Microsoft Windows, por exemplo. Uma vez elaborado, o modelo será sempre o mesmo para qualquer empresa. Ou seja, o mesmo modelo utilizado para um pequeno caso didático poderá servir para um caso real de grande porte. Assim, o sistema implementado recebe do usuário uma série de informações *a priori*, manipula os dados e otimiza o objetivo de acordo com o modelo matemático proposto na seção anterior. As informações necessárias para tal são listadas a seguir.

#### **3.3.1 Parâmetros de Entrada**

Relação nominal das seguintes informações:

1. Unidades transformadoras
2. Regiões consumidoras atendidas
3. Agrupamento das regiões que são atendidas por cada unidade
4. Equipes de manutenção disponíveis na transmissora
5. Causas conhecidas de defeitos (opcional)
6. Ações corretivas e preventivas conhecidas (opcional)

Relação dos estágios de tempo das seguintes informações:

1. O estágio de tempo que inicia o histórico
2. O estágio de tempo que termina o histórico
3. O estágio de tempo que inicia a programação da manutenção
4. O estágio de tempo que termina a programação da manutenção
5. O estágio de tempo que termina cada mês do horizonte de estudo
6. Número de meses correspondente ao tamanho da janela para cálculo da PVI



Relação numérica das seguintes informações:

1. Probabilidade de falha em uma unidade devido à cada causa (opcional)
2. Impactos da falha em uma unidade devido à cada causa (opcional)
3. Risco de cada unidade, caso os itens acima não tenham sido informados
4. Custo previsto para executar cada ação de manutenção
5. Duração da mão-de-obra para executar cada ação de manutenção
6. Padrão de desligamento (franquia) de cada unidade
7. Receita mensal de cada unidade
8. Potência transmitida por cada unidade (capacidade)
9. Potência requerida por cada região (demanda)
10. Penalidade 1: Custo por minuto referente a PVI de cada unidade, adicionado ao objetivo, quando o somatório da duração de seus desligamentos for superior ao padrão de desligamento estabelecido
11. Penalidade 2: Custo adicionado ao objetivo de acordo com o risco de cada unidade, caso haja manutenção a executar.
12. Valor da constante para potencializar o montante devido à penalidade 2.

Relação binárias:

1. Histórico dos desligamentos realizados nos meses que antecedem o início da programação (janela), em todas as unidades.  
$$\left\{ \begin{array}{l} 1, \text{ se foi feita uma intervenção na unidade } i \text{ no tempo } t \\ 0, \text{ caso contrário} \end{array} \right.$$
2. Permissão para programar manutenção em todas as unidades.  
$$\left\{ \begin{array}{l} 1, \text{ se permitido intervenção na unidade } i \text{ no tempo } t \\ 0, \text{ se proibido intervenção na unidade } i \text{ no tempo } t \end{array} \right.$$
3. Agrupamento das unidades que são atendidas por cada equipe  
$$\left\{ \begin{array}{l} 1, \text{ se equipe } e \text{ atende unidade } i \\ 0, \text{ caso contrário} \end{array} \right.$$
4. Agrupamento das causas detectadas em cada unidade (opcional)  
$$\left\{ \begin{array}{l} 1, \text{ se causa } c \text{ ocorre na unidade } i \\ 0, \text{ caso contrário} \end{array} \right.$$
5. Agrupamento das ações recomendadas para cada causa (opcional)  
$$\left\{ \begin{array}{l} 1, \text{ se ação } a \text{ corrige/previne causa } c \\ 0, \text{ caso contrário} \end{array} \right.$$

### 3.3.2 Parâmetros Calculados

A Figura 3.4 apresenta o pseudo-código para calcular os parâmetros opcionais no pré-processamento das informações, que ajudará na busca pela solução do problema proposto.

1. Obter o impacto estratégico global através de inferência *Fuzzy*, para cada causa;
  2. Calcular o risco, equivalente ao produto: probabilidade \* impacto, para cada causa;
  3. Obter o risco de maior valor para as causas detectadas, para cada unidade;
  4. Guardar a causa de maior risco (ou as causas, se mais de uma tiver o mesmo valor de risco), para cada unidade;
  5. Identificar a ação de manutenção de menor custo dentre as ações que resolvem a causa de maior risco, para cada unidade;
  6. Identificar a duração da ação de manutenção que tenha a menor duração entre as ações de menor custo que resolvem a causa de maior risco, para cada unidade;
  7. Calcular o custo de manutenção, para cada estágio de tempo, para cada unidade. Os vários componentes do custo das manutenções devem ser contemplados tais como, homens-hora dos trabalhadores envolvidos na mão-de-obra, custos das peças de reposição, traslado de pessoal e equipamentos reservas, custos com revisão etc.
- OBS: pela variação de baixo impacto, assumiu-se que os custos de manutenção não variam ao longo do ano.

FIGURA 3.4 – Pseudo-código para pré-processamento (opcional)

### 3.3.3 Variáveis

A Figura 3.5 apresenta o pseudo-código para definir as variáveis do problema de otimização da programação de manutenção dos transformadores:

1. Variável:  $u$   
Descrição: Estado de cada unidade, para cada estágio de tempo  
Tipo: Binária  
Domínio:  
 $\left\{ \begin{array}{l} 1, \text{ se a unidade está em manutenção no referido estágio de tempo} \\ 0, \text{ caso contrário} \end{array} \right.$
2. Variável:  $uso$   
Descrição: Somatório de desligamentos (programados e históricos), na janela de tempo definido por [7], para cada estágio de tempo, para cada unidade  
Tipo: Inteira  
Domínio: Não negativa
3. Variável:  $pendente$   
Descrição: Somatório dos desligamentos a programar, para cada estágio de tempo, para cada unidade  
Tipo: Inteira  
Domínio: Não negativa

FIGURA 3.5 – Pseudo-código para definição das variáveis

### 3.3.4 Função Objetivo

A Figura 3.6 apresenta o pseudo-código para busca da solução do problema de otimização da programação de manutenção dos transformadores:

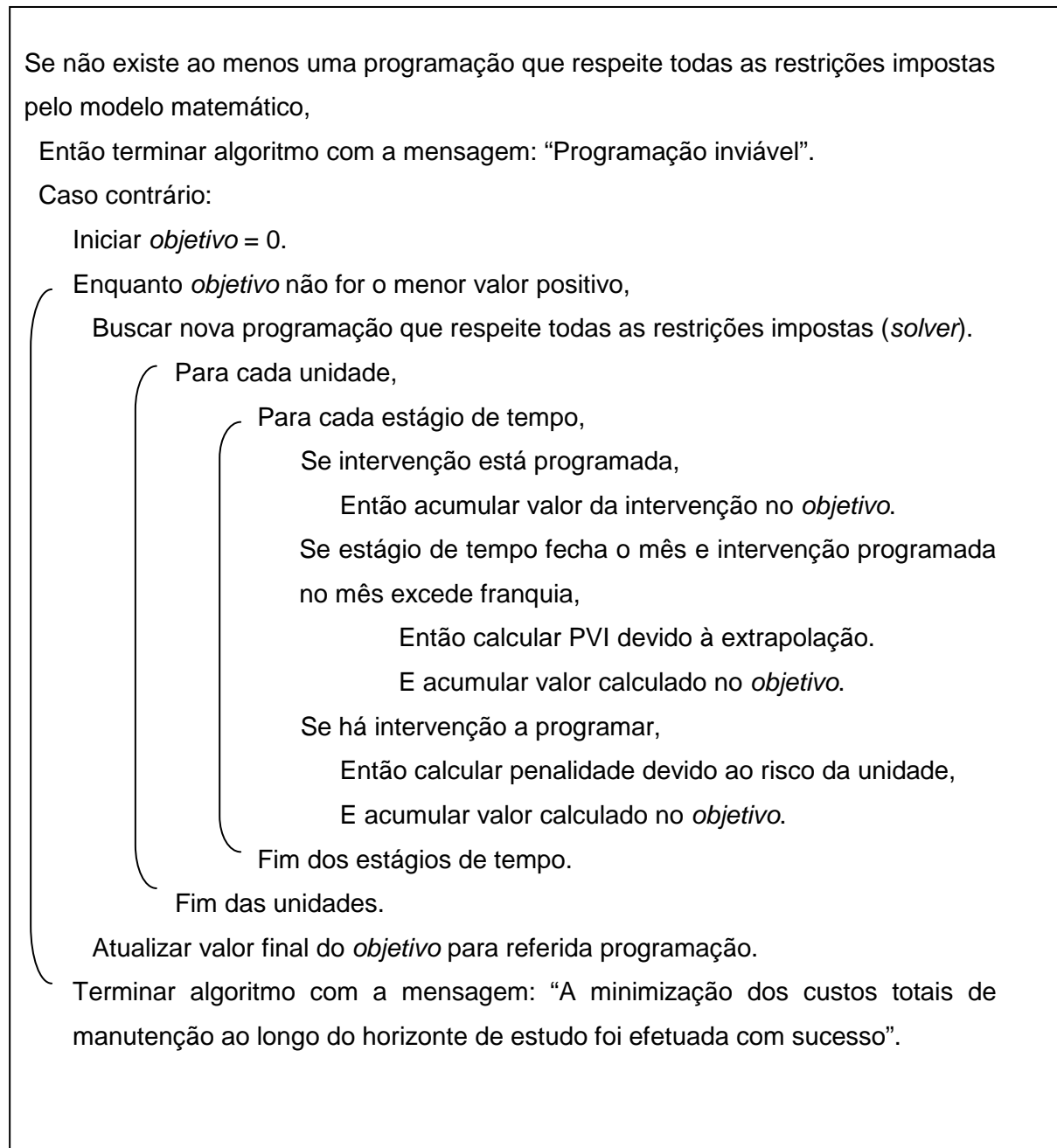


FIGURA 3.6 – Pseudo-código para busca da solução da programação

### 3.3.5 Restrições

As Figuras 3.7-3.15 apresentam pseudo-códigos das restrições impostas pelo problema de otimização da programação de manutenção dos transformadores:

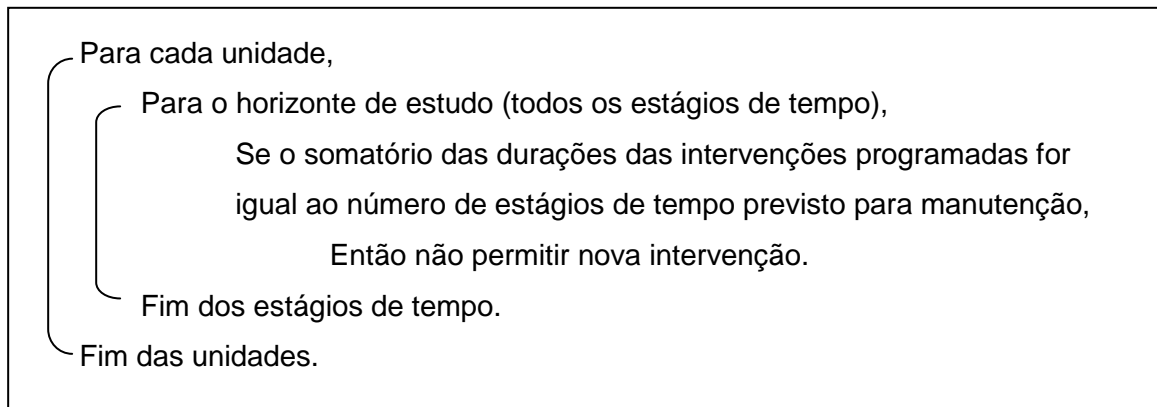


FIGURA 3.7 – Pseudo-código para restrição de duração

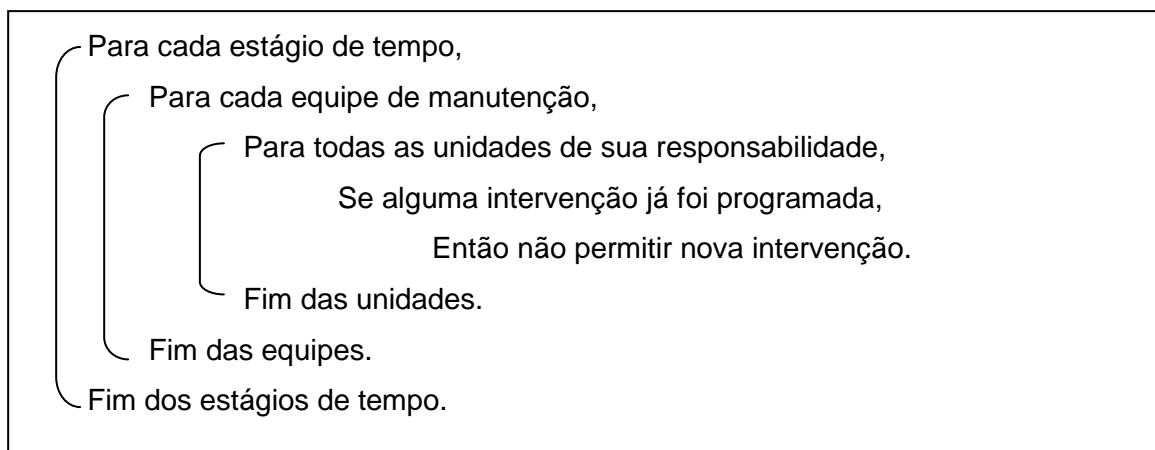


FIGURA 3.8 – Pseudo-código para restrição de mão-de-obra

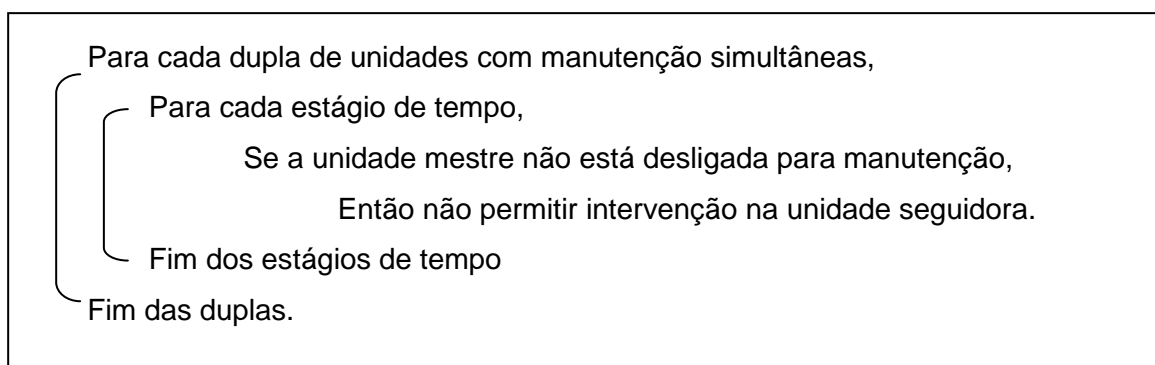


FIGURA 3.9 – Pseudo-código para restrição de simultaneidade

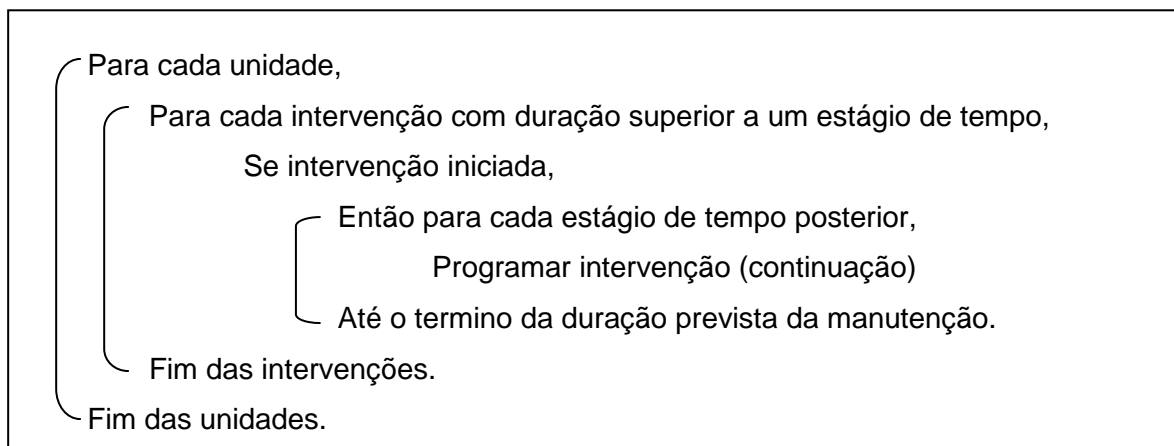


FIGURA 3.10 – Pseudo-código para restrição de continuidade

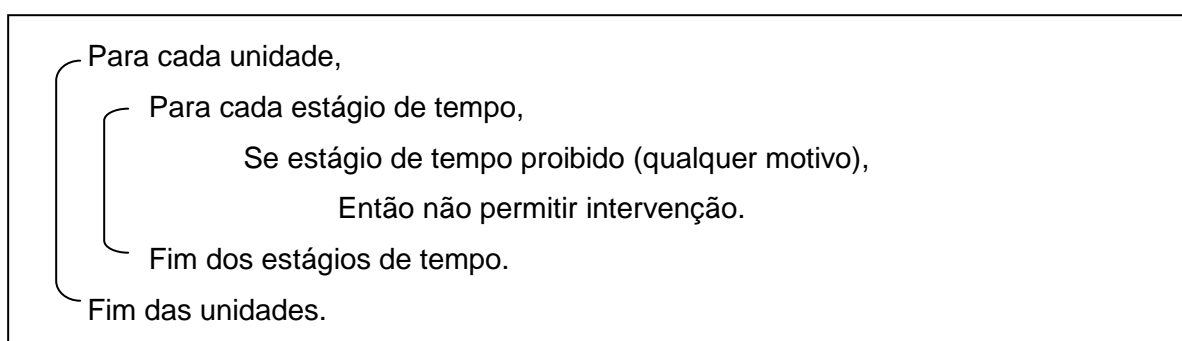


FIGURA 3.11 – Pseudo-código para restrição de inflexibilidade, de janela e de semana

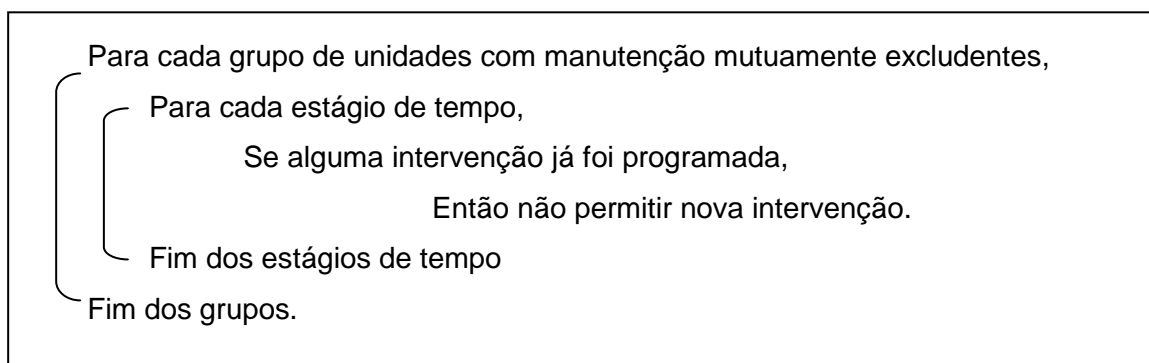


FIGURA 3.12 – Pseudo-código para restrição de exclusividade

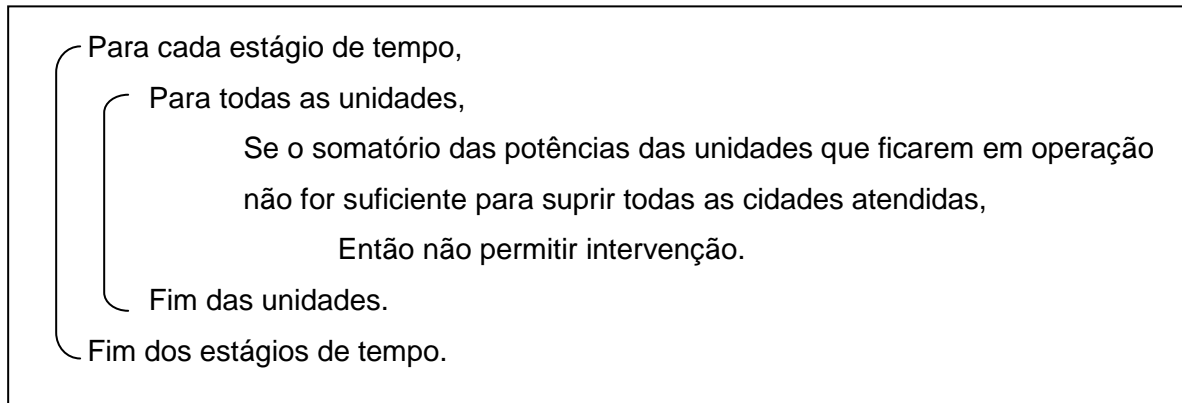


FIGURA 3.13 – Pseudo-código para restrição de transmissão

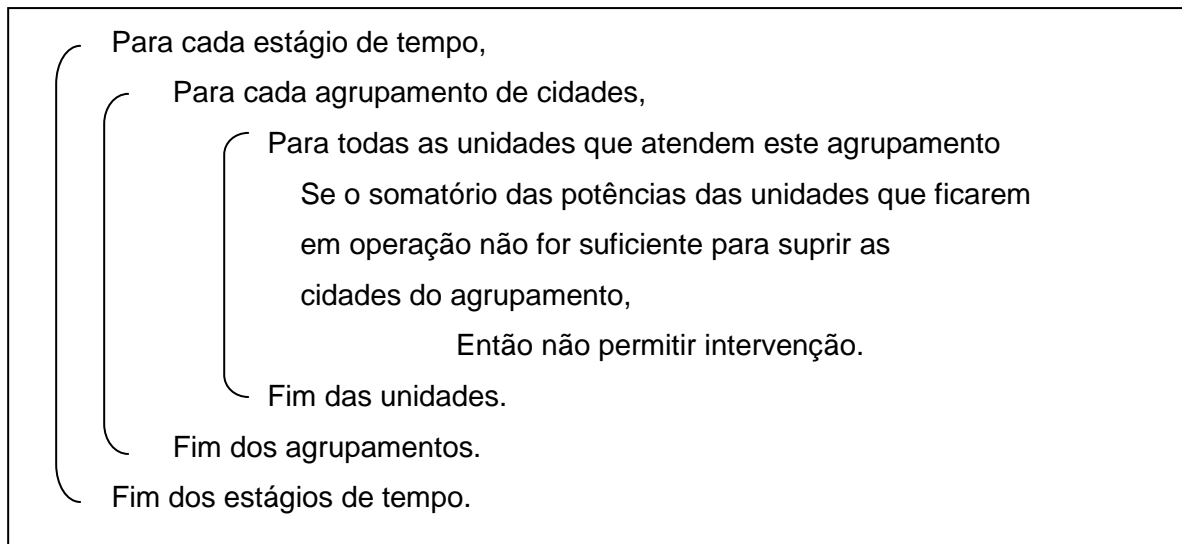


FIGURA 3.14 – Pseudo-código para restrição de demanda

A Figura 3.15 apresenta o pseudo-código das restrições de apoio às restrições do problema de otimização da programação de manutenção dos transformadores. Basicamente, a inicialização da variável  $u$  e as atualizações das variáveis  $uso$  e  $pendente$ , aliadas às restrições anteriores, norteiam a busca pela solução, ou seja, a busca pela variável de decisão  $u$  que minimiza o objetivo.

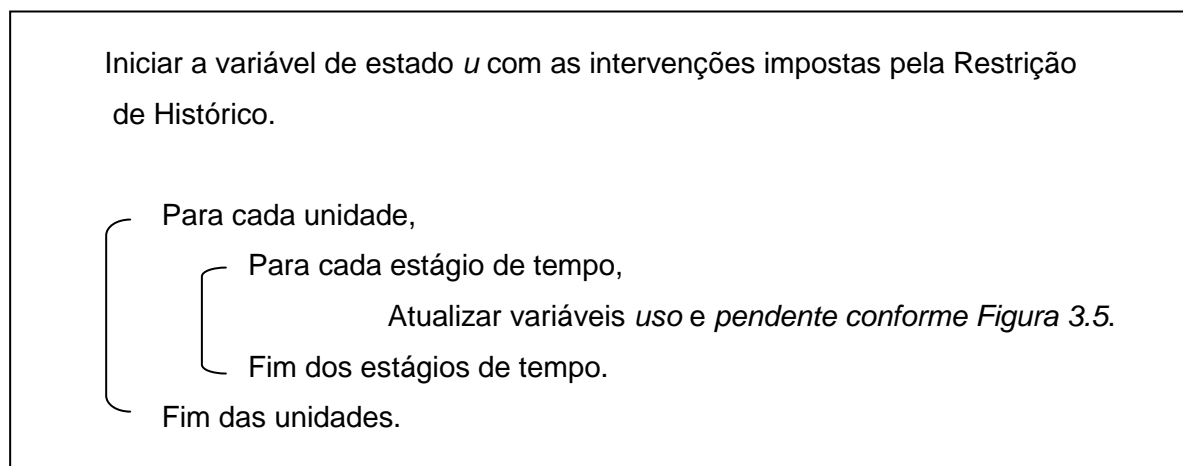


FIGURA 3.15 – Pseudo-código para suporte das restrições

### 3.5. TESTE DE EFICÁCIA DO MODELO: ESTUDO DE CASO

Para solucionar o problema de otimização o modelo criado deve ser alimentado com algumas informações e para tal é preciso criar um segundo arquivo texto, desta vez com extensão “.dat”, contendo todos os dados de entrada relevantes. Diferente do que ocorre com o arquivo “.mod”, o arquivo “.dat” não é genérico, uma vez que corresponde às informações específicas de cada empresa. Como simulação, segue um exemplo real de uma grande empresa do setor elétrico que deseja implementar um planejamento de manutenção otimizado, e assim vislumbrar o melhor planejamento possível para intervir em seus 48 transformadores em 52 semanas, contando com 5 equipes de manutenção. A Tabela 3.8 apresenta o mapeamento das semanas da programação - vale ressaltar que não é necessário assumir que todo mês tem quatro semanas. A Tabela 3.9 revela o quantitativo dos transformadores utilizados neste estudo de caso. A Tabela 3.10 informa a descrição detalhada dos referidos transformadores. A Tabela 3.11 apresenta as regiões atendidas e suas respectivas demandas por potência (uma região equivale a um conjunto de cidades). A Tabela 3.12 relaciona os grupos de transformadores e as regiões atendidas por cada grupo. Finalmente a Tabela 3.13 relaciona as equipes de manutenção com os transformadores pelos quais são responsáveis. Foram utilizados dados do sistema elétrico nacional do ano de 2010 para constituição de série histórica e de 2011 para teste de eficácia do modelo.



TABELA 3.8 – Relação das semanas no estudo de caso

Semana	Data	Semana	Data	Semana	Data	Semana	Data
49	03/01	62	04/04	75	04/07	88	03/10
50	10/01	63	11/04	76	11/07	89	10/10
51	17/01	64	18/04	77	18/07	90	17/10
52	24/01	65	25/04	78	25/07	91	24/10
53	31/01	66	02/05	79	01/08	92	31/10
54	07/02	67	09/05	80	08/08	93	07/11
55	14/02	68	16/05	81	15/08	94	14/11
56	21/02	69	23/05	82	22/08	95	21/11
57	28/02	70	30/05	83	29/08	96	28/11
58	07/03	71	06/06	84	05/09	97	05/12
59	14/03	72	13/06	85	12/09	98	12/12
60	21/03	73	20/06	86	19/09	99	19/12
61	28/03	74	27/06	87	26/09	100	26/12

Notas: As semanas 49, 50, 51,..., 100 desta tabela correspondem, respectivamente, às semanas 1, 2, 3,..., 52 de 2011. As semanas de 1 a 48 foram reservadas para o histórico. Assumiu-se que toda semana é iniciada na segunda-feira.

TABELA 3.9 – Quantitativo de transformadores e bancos do estudo de caso

Subestação	SE 1	SE 2	SE 3	SE 4	SE 5	SE 6	SE 7	SE 8	Total
Transformadores	2	3	0	4	3	2	3	2	19
Bancos de Transformadores	0	3	3	0	0	2	0	0	8
Total de Transformadores	2	14	10	4	3	10	3	2	48

TABELA 3.10 – Descrição detalhada de cada transformador do estudo de caso

Unidade		Denominação	P (MVA)	RB RF	PD (h)	PB (R\$)	PVI (R\$/h)	Risco
1	SE1TF601	TF 230-69 kV	65	RF	21	185.000	2.569	0,18
2	SE1TF602	TF 230-69 kV	65	RF	21	185.000	2.569	0,00
	SE2AT701	BANCO AT	-	RB	-	2.430.000	33.750	-
3	SE2AT701A	AT 500-230 kV	120	-	27	-	-	0,13
4	SE2AT701B	AT 500-230 kV	120	-	27	-	-	0,14
5	SE2AT701R	AT 500-230 kV	120	-	27	-	-	0,18
6	SE2AT701V	AT 500-230 kV	120	-	27	-	-	0,26
	SE2TF601	BANCO TF	-	RB	-	1.661.000	23.069	-
7	SE2TF601A	TF 230-69 kV	67	-	21	-	-	0,37
8	SE2TF601B	TF 230-69 kV	67	-	21	-	-	0,19
9	SE2TF601R	TF 230-69 kV	67	-	21	-	-	0,36
10	SE2TF601V	TF 230-69 kV	67	-	21	-	-	0,12
	SE2TF602	BANCO TF	-	RF	-	1.160.000	16.111	-
11	SE2TF602A	TF 230-13,8kV	67	-	21	-	-	0,19
12	SE2TF602B	TF 230-13,8kV	67	-	21	-	-	0,39
13	SE2TF602V	TF 230-13,8kV	67	-	21	-	-	0,16
14	SE2TF603	TF 230-69 kV	100	RF	21	521.000	7.236	0,17
15	SE2TF604	TF 230-69 kV	100	RF	21	521.000	7.236	0,31
16	SE2TF605	TF 230-13,8kV	100	RB	21	555.000	7.708	0,29
	SE3AT701	BANCO AT	-	RB	-	2.010.000	27.917	-
17	SE3AT701A	AT 500-230 kV	200	-	27	-	-	0,15
18	SE3AT701B	AT 500-230 kV	200	-	27	-	-	0,29
19	SE3AT701R	AT 500-230 kV	200	RB	27	670.000	9.389	0,10
20	SE3AT701V	AT 500-230 kV	200	-	27	-	-	0,45
	SE3AT702	BANCO AT	-	RB	-	2.700.000	37.500	-
21	SE3AT702A	AT 500-230 kV	200	-	27	-	-	0,52
22	SE3AT702B	AT 500-230 kV	200	-	27	-	-	0,14
23	SE3AT702V	AT 500-230 kV	200	-	27	-	-	0,18
	SE3AT703	BANCO AT	-	RB	-	2.700.000	37.500	-
24	SE3AT703A	AT 500-230 kV	200	-	27	-	-	0,47
25	SE3AT703B	AT 500-230 kV	200	-	27	-	-	0,41
26	SE3AT703V	AT 500-230 kV	200	-	27	-	-	0,10

Unidade	Denominação	P (MVA)	RB RF	PD (h)	PB (R\$)	PVI (R\$/h)	Risco	
27	SE4TF601	TF 230-69 kV	100	RF	21	434.000	6.028	0,12
28	SE4TF602	TF 230-69 kV	65	RF	21	291.000	4.042	0,41
29	SE4TF603	TF 230-69 kV	100	RF	21	434.000	6.028	0,12
30	SE4TF604	TF 230-69 kV	100	RF	21	362.000	5.028	0,07
31	SE5AT601	AT 230-138 kV	100	RF	21	370.000	5.139	0,14
32	SE5AT602	AT 230-138 kV	100	RF	21	1.081.000	15.014	0,15
33	SE5TF602	TF 230-69 kV	100	RF	21	434.000	6.028	0,23
	SE6AT701	BANCO AT	-	RB	-	1.752.000	24.333	-
34	SE6AT701A	AT 500-230 kV	100	-	27	-	-	0,47
35	SE6AT701B	AT 500-230 kV	100	-	27	-	-	0,25
36	SE6AT701R	AT 500-230 kV	100	RB	27	584.000	8.125	0,48
37	SE6AT701V	AT 500-230 kV	100	-	27	-	-	0,24
38	SE6TF601	TF 230-69 kV	50	RF	21	472.000	6.556	0,32
	SE6TF603	BANCO TF	-	RF	-	1.269.000	17.625	-
39	SE6TF603A	TF 230-13,8kV	67	-	21	-	-	0,32
40	SE6TF603B	TF 230-13,8kV	67	-	21	-	-	0,29
41	SE6TF603R	TF 230-13,8kV	67	-	21	-	-	0,31
42	SE6TF603V	TF 230-13,8kV	67	-	21	-	-	0,12
43	SE6TF604	TF 230-69 kV	100	RF	21	768.000	10.667	0,30
44	SE7AT601	AT 230-138 kV	60	RF	21	1.429.000	19.847	0,13
45	SE7TF601	TF 230-138 kV	33	RF	21	658.000	9.139	0,15
46	SE7TF602	TF 230-69 kV	33	RF	21	291.000	4.042	0,15
47	SE8TF601	TF 230-69 kV	100	RF	21	434.000	6.028	0,13
48	SE8TF602	TF 230-69 kV	100	RF	21	153.000	2.125	0,13

Legenda: P – Potência, PD - Padrão de Desligamento, PVI = PB\*10/(24\*30)

Notas: O PB de cada unidade foi alterado em torno de 1% a fim de manter o sigilo da empresa.

Os centavos foram ignorados e omitidos para facilitar visualização nesta tabela.

TABELA 3.11 – Potência requerida por cada região consumidora do estudo de caso

<b>Região</b>	<b>Demanda (MVA)</b>	<b>Região</b>	<b>Demanda (MVA)</b>
Região 1	30	Região 12	100
Região 2	20	Região 13	145
Região 3	10	Região 14	100
Região 4	400	Região 15	185
Região 5	200	Região 16	100
Região 6	125	Região 17	250
Região 7	75	Região 18	25
Região 8	200	Região 19	20
Região 9	400	Região 20	15
Região 10	350	Região 21	50
Região 11	150	Região 22	40

TABELA 3.12 – Grupos de atendimento do estudo de caso

<b>Subestação</b>	<b>Regiões Atendidas</b>
SE 1	1, 2 e 3
SE 2	4, 5, 6 e 7
SE 3	8, 9, 10, 11 e 12
SE 4	13 e 14
SE 5	15
SE 6	16 e 17
SE 7	18, 19 e 20
SE 8	21 e 22

TABELA 3.13 – Subestações mantidas por cada equipe do estudo de caso

<b>Equipe</b>	<b>Subestações Atendidas</b>
Equipe 1	SE 1, SE 7 e SE 8
Equipe 2	SE 2
Equipe 3	SE 3
Equipe 4	SE 4 e SE 5
Equipe 5	SE 6

Assim, de acordo com as Tabelas 3.8-3.13, o problema de otimização receberá os seguintes conjuntos como dados de entrada: horizonte de programação, unidades sob análise, regiões consumidoras, grupos de equipes de manutenção e grupos de fornecimento de energia elétrica. As informações opcionais sobre as causas conhecidas, ou seja, os graus atribuídos ao impacto e à probabilidade de falha em um transformador devido à ocorrência de cada uma das causas, quais causas foram identificadas ocorrendo em cada unidade e quais ações corrigem cada causa, não foram disponibilizadas e assim não serão utilizadas neste estudo de caso.

Além dos dados de entrada, todas as restrições relevantes na programação em estudo devem ser informadas ao modelo. A Tabela 3.14 apresenta a capacidade de cada equipe, ou seja, número máximo de intervenções simultâneas que cada equipe é capaz de executar. A Tabela 3.15 estabelece as simultaneidades obrigatórias nas intervenções, no sentido que a unidade seguidora só pode ser desligada para manutenção se a sua unidade mestre for desligada na mesma semana. A Tabela 3.16 apresenta os estágios de tempo onde se permite manutenção com desligamento, por unidade (não importa o motivo). A Tabela 3.17 estabelece as unidades que devem sofrer intervenções mutuamente excludentes. A Tabela 3.18 apresenta o histórico dos desligamentos, baseado na programação executada pela empresa em 2010, de forma que as unidades que não apresentaram ao menos um desligamento foram omitidas da tabela. Ressalta-se a necessidade de onze meses de histórico, necessários para calcular o consumo da franquia no primeiro mês da programação (janela móvel). A Tabela 3.19 apresenta o custo de penalização pelo risco (ou criticidade) de cada transformador, definido previamente por especialistas. Finalmente, a Tabela 3.20 apresenta as ações de manutenção com desligamento que devem ser programadas em 2011, de tal forma que as unidades que não apresentaram ao menos uma manutenção a programar foram omitidas da tabela.

TABELA 3.14 – Capacidade de cada equipe do estudo de caso

Equipe	Capacidade
Equipe 1	1
Equipe 2	1
Equipe 3	3
Equipe 4	1
Equipe 5	2

TABELA 3.15 – Unidades com simultaneidade obrigatória no estudo de caso

Simultaneidade	Seguidor	Mestre
1	34	36
2	36	37
3	24	25
4	26	25

TABELA 3.16 – Meses permitidos para programação da manutenção do estudo de caso (esta informação tem formato semanal, mas a disposição mensal facilita a visualização)

Unidade		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
1	SE1TF601	x	x	x	x	x	x	x	-	-	-	-	-
2	SE1TF602	x	x	x	x	x	x	x	-	-	-	-	-
3	SE2AT701A	x	x	x	-	-	-	-	-	x	x	x	x
4	SE2AT701B	x	x	x	-	-	-	-	-	x	x	x	x
5	SE2AT701R	-	-	-	x	x	x	x	-	-	-	-	-
6	SE2AT701V	x	x	x	-	-	-	-	-	x	x	x	x
7	SE2TF601A	x	x	x	-	-	-	-	-	x	x	x	x
8	SE2TF601B	x	x	x	-	-	-	-	-	x	x	x	x
9	SE2TF601R	-	-	x	x	x	x	x	-	-	-	-	-
10	SE2TF601V	x	x	x	-	-	-	-	-	x	x	x	x
11	SE2TF602A	-	-	-	x	x	x	x	x	x	x	x	-
12	SE2TF602B	-	-	x	x	x	x	x	x	x	-	-	-
13	SE2TF602V	-	-	x	x	x	x	x	x	x	-	-	-
14	SE2TF603	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	SE2TF604	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	SE2TF605	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Unidade		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
17	SE3AT701A	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	-
18	SE3AT701B	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	-
19	SE3AT701R	-	X	X	X	X	-	-	X	X	X	X	-
20	SE3AT701V	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	X	-
21	SE3AT702A	-	-	-	-	-	X	X	X	-	-	-	-
22	SE3AT702B	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	-	-
23	SE3AT702V	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	-	-
24	SE3AT703A	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	-	-
25	SE3AT703B	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	-	-
26	SE3AT703V	-	-	-	-	X	X	X	X	X	X	-	-
27	SE4TF601	-	X	X	X	X	X	-	-	-	-	-	-
28	SE4TF602	-	X	X	X	X	X	-	-	-	-	-	-
29	SE4TF603	-	X	X	X	X	X	-	-	-	-	-	-
30	SE4TF604	-	X	X	X	X	X	X	X	-	-	-	-
31	SE5AT601	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X
32	SE5AT602	X	X	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X
33	SE5TF602	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X
34	SE6AT701A	-	-	-	X	X	X	X	-	-	-	-	-
35	SE6AT701B	-	-	-	X	X	X	X	-	-	-	-	-
36	SE6AT701R	-	-	-	X	X	X	X	-	-	-	-	-
37	SE6AT701V	-	-	-	X	X	X	X	-	-	-	-	-
38	SE6TF601	-	-	-	-	-	X	X	X	X	-	-	-
39	SE6TF603A	X	X	X	X	-	-	-	-	-	-	-	-
40	SE6TF603B	X	X	X	X	-	-	-	-	-	-	-	-
41	SE6TF603R	X	X	X	X	-	-	-	-	-	-	-	-
42	SE6TF603V	X	X	X	X	-	-	-	-	-	-	-	-
43	SE6TF604	X	X	X	X	-	-	-	-	-	-	-	-
44	SE7AT601	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X
45	SE7TF601	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X
46	SE7TF602	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X
47	SE8TF601	-	-	-	-	-	X	X	-	-	-	-	-
48	SE8TF602	-	-	-	-	-	X	X	-	-	-	-	-

Legenda: X – Desligamento permitido no mês

TABELA 3.17 – Unidades com exclusividade obrigatória no estudo de caso

Exclusividade	Unidades
1	17, 18, 19 e 20
2	31, 32 e 33

TABELA 3.18 – Histórico de desligamentos nos 11 meses anteriores ao estudo de caso (esta informação deve ser semanal, contudo o formato mensal facilita a visualização)

Unidade		fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
1	SE1TF601	-	-	x	-	-	-	-	-	-	x	-
7	SE2TF601A	-	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	SE2TF601B	-	x	-	-	-	-	-	-	-	x	-
10	SE2TF601V	-	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	SE3AT701A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	x
18	SE3AT701B	-	-	-	-	-	-	-	x	-	-	x
20	SE3AT701V	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	x
21	SE3AT702A	-	x	-	-	-	-	x	-	-	-	-
22	SE3AT702B	-	x	-	-	-	-	x	-	-	-	-
23	SE3AT702V	-	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	SE4TF601	x	x	-	-	-	-	-	-	-	x	-
28	SE4TF602	-	-	-	-	-	-	-	-	x	-	-
29	SE4TF603	x	-	-	-	-	-	-	-	-	x	-
30	SE4TF604	x	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-
31	SE5AT601	-	-	-	-	-	-	x	-	-	-	-
32	SE5AT602	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	SE5TF602	-	-	-	-	-	-	x	-	x	-	-
36	SE6AT701R	-	-	-	-	-	-	-	-	x	-	-
37	SE6AT701V	-	-	-	-	-	-	-	-	-	x	-
38	SE6TF601	-	-	-	-	-	-	-	x	-	-	-
39	SE6TF603A	-	-	-	-	-	-	x	-	-	-	-
40	SE6TF603B	-	-	-	-	-	-	x	-	-	-	-
41	SE6TF603R	-	-	-	-	-	-	x	-	-	-	-
42	SE6TF603V	-	-	-	-	-	-	x	-	-	-	-
44	SE7AT601	-	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47	SE8TF601	-	-	-	-	-	-	-	-	-	x	-
48	SE8TF602	-	-	-	-	-	-	-	-	-	x	-

Legenda: X – Desligamento ocorreu no mês

Nota: No modelo proposto, o histórico correspondeu às últimas 48 de semanas de 2010

TABELA 3.19 – Custo de penalização pelo risco de uma unidade no estudo de caso

Risco	Penalidade	Risco	Penalidade
0	0	0,6	45,00
0,1	0	0,7	66,25
0,2	6	0,8	87,50
0,3	12	0,9	108,75
0,4	23	1	130,00
0,5	34		



TABELA 3.20 – Ações com desligamentos a programar no estudo de caso

Unidade		Ação		Custo (R\$)	Dur. (h)	Agrupar
1	SE1TF601	1	Inspeção geral e ensaios (5A)	1.882,40	2	Sim
		2	Retirar vazamento de óleo isolante no tanque principal	415,20	9	Sim
7	SE2TF601A	3	Levantar material para recuperação	100,00	8	-
9	SE2TF601R	4	Recuperar transformador	32.194,20	9	-
11	SE2TF602A	5	Retirar vazamento de óleo isolante no tanque principal	820,71	9	Não
		6	Substituir Fase A	13.272,03	9	Não
12	SE2TF602B	7	Trocar flanges dos canecos das buchas	1.541,94	9	Não
		8	Substituir o transformador da Fase B pelo reserva	7.657,32	7	Não
14	SE2TF603	9	Retirar vazamento do terciário	2.825,23	8	-
17	SE3AT701A	10	Pintar parte superior	15.492,56	8	Sim
		11	Inspeção geral e ensaios (5A)	4.655,06	8	Sim
		12	Retirar vazamento de óleo isolante no relé de gás	3.910,82	9	Não
18	SE3AT701B	13	Pintar parte superior	8.510,00	3	-
19	SE3AT701R	14	Pintar parte superior	23.469,16	8	Não
		15	Retirar vazamento de óleo isolante na bucha de BT X2	1.115,27	7	Não
20	SE3AT701V	16	Pintar parte superior	11.419,40	8	Não
		17	Inspeção geral e ensaios (5A)	2.826,97	6	Não
21	SE3AT702A	18	Pintar parte superior	13.273,95	2	Sim
		19	Retirar vazamento no radiador 06	4.194,39	6	Sim
22	SE3AT702B	20	Pintar parte superior	21.107,70	8	Não
		21	Retirar vazamento de óleo isolante no relé de gás	1.284,99	8	Não
23	SE3AT702V	22	Pintar parte superior	16.137,48	8	-
24	SE3AT703A	23	Retirar vazamento óleo isolante pela base da junta antivibração	1.299,54	9	Não
		24	Vedar o armário principal	945,56	9	Não
25	SE3AT703B	25	Eliminar vazamento pela tampa superior do tanque principal	804,93	9	Não
		26	Inspecionar e retirar sinalização	800,09	8	Sim
		27	Retirar infiltração de água	790,39	9	Sim
26	SE3AT703V	28	Eliminar centelhamento no tap capacitivo	979,50	2	-
29	SE4TF603	29	Eliminar ponto quente no conector da bucha	641,57	8	Não
		30	Normalizar o volume (nível) de óleo isolante	3.605,71	8	Não
30	SE4TF604	31	Eliminar corrosão na parte superior	650,21	8	Não
		32	Retocar silgard nas buchas	620,67	2	Não
31	SE5AT601	33	Desligar e isolar o transformador	31,94	2	-
32	SE5AT602	34	Corrigir vibração no eixo de acionamento	1.743,75	7	-

Unidade		Ação		Custo (R\$)	Dur. (h)	Agrupar
33	SE5TF602	35	Verificar estado da bolsa do tanque de expansão	650,21	2	Não
		36	Inspeção geral e ensaios (5A)	5.015,66	8	Sim
		37	Inspeccionar tanque de expansão	1.443,85	9	Sim
34	SE6AT701A	38	Retirar vazamento de óleo isolante no relé de gás	776,10	9	-
36	SE6AT701R	39	Retirar vazamentos de óleo isolante no relé de gás	10.231,76	9	-
37	SE6AT701V	40	Retirar vazamento de óleo isolante pela caixa de fiação	570,78	7	-
38	SE6TF601	41	Instalar proteção de PVC nas conexões	457,70	9	Sim
		42	Retirar vazamento de óleo isolante na bucha de BT X1	278,60	9	Sim
40	SE6TF603B	43	Recuperação do transformador	36.601,86	9	Sim
		44	Substituir termômetro do enrolamento	175,12	5	Sim
41	SE6TF603R	45	Substituir monitor de temperatura	616,90	4	-
44	SE7AT601	46	Substituir buchas H3 e X1	1.203,71	8	-
47	SE8TF601	47	Retirar vazamento de óleo isolante na bucha de Y1	793,13	9	Sim
		48	Verificar possível defeito no aterramento	119,40	9	Sim

Nota-se que outras restrições relevantes na programação em estudo podem ser deduzidas dos dados já informados. Das Tabelas 3.10-3.12 tem-se os limites de potência para a operação de cada subestação, mostrados na Figura 3.15. O máximo corresponde a todas as unidades de uma subestação em operação (ou disponível para). Já o mínimo corresponde a potência requerida por seus consumidores, o que limita a quantidade de unidades que podem ser desligadas concomitantemente.

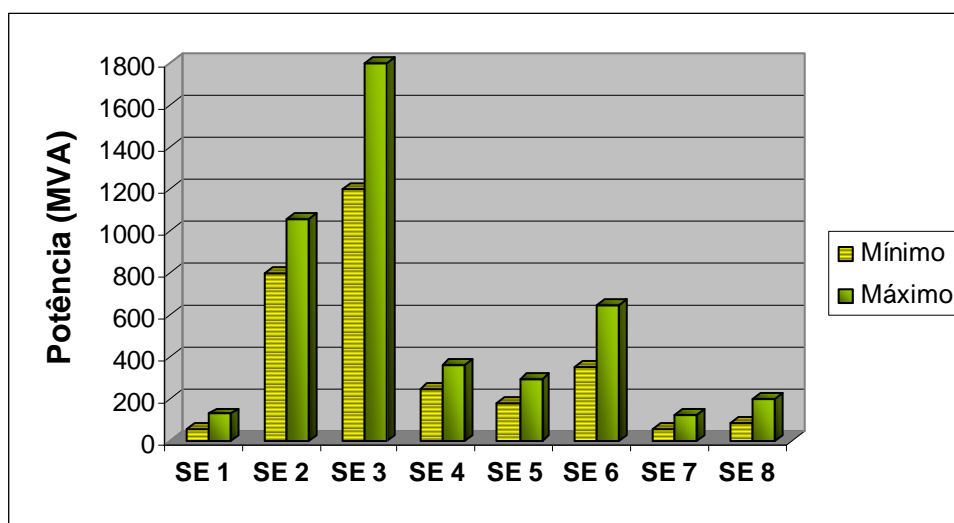


FIGURA 3.15 – Limitantes para o fornecimento de energia das subestações

Finalmente, da Tabela 3.20, percebe-se que os especialistas optaram por agrupar algumas ações no intuito de aproveitar melhor o desligamento de algumas unidades. Nos demais casos, os desligamentos foram distintos. Dessa análise resultou a quantidade de desligamentos a programar, apurada em estágios de tempo, para cada unidade, nas 52 semanas do estudo. A Tabela 3.21 mostra essas quantidades, o que conclui a relação de todos os dados necessários para iniciar a otimização do estudo de caso. Como se processou a otimização, seus resultados e as análises desta otimização encontram-se no capítulo seguinte.

TABELA 3.21 – Desligamentos previstos no estudo de caso

<b>Desligamentos</b>	<b>Unidades</b>	<b>Total de Unidades</b>
0	2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 13, 15, 16, 27, 28, 35, 39, 42, 43, 45, 46 e 48	19
1	1, 7, 9, 14, 18, 21, 23, 26, 31, 32, 34, 36, 37, 38, 40, 41, 44 e 47	18
2	11, 12, 17, 19, 20, 22, 24, 25, 29, 30 e 33	11

## Capítulo 4

# RESULTADOS E ANÁLISES

Para modelar e otimizar o programa de manutenção de transformadores das transmissoras de energia elétrica no Brasil, este trabalho utilizou a linguagem de modelagem algébrica no ambiente AMPL, instalado em um computador com processador Intel Core 2 Quad 2,66 GHz e com 2 GB de memória RAM. O modelo proposto foi codificado como um problema de programação linear inteira mista e considerou as principais restrições impostas ao processo. Embora o modelo matemático geral tenha três variáveis, treze restrições e uma função objetivo, conforme mostrado pelas Eq. (3.11-3.24), quando expandido resultou em um problema linear com 5.475 variáveis, 7.213 restrições e uma função objetivo.

Para testar o modelo linear proposto foram utilizados dados do sistema elétrico nacional do ano de 2010, para constituição da série histórica das manutenções das unidades em estudo, e dados de 2011, para teste de eficácia do modelo. Após o processamento dos dados de entrada, cedidos por uma grande empresa do sistema elétrico brasileiro e mostrados nas Tabelas 3.8-3.21, a implementação computacional desenvolvida buscou os melhores momentos para as 40 intervenções com desligamento de 29 transformadores, ou seja, a programação ótima, da regional em questão, para as 52 semanas de 2011.

Optou-se por analisar o problema inserindo as restrições de forma gradual no modelo, para facilitar a compreensão do problema e da dificuldade da otimização propriamente dita. Foi realizada uma bateria de testes, sempre no ambiente AMPL, com cada um dos seguintes algoritmos: CPLEX 12.2, CPLEX 12.4 e GUROBI 5.0. Na primeira bateria, o primeiro teste foi aplicar o modelo proposto com as Restrições de Duração (Eq. 3.12), Franquia (Eq. 3.22), Histórico (Eq. 3.23) e Pendência (Eq. 3.24), e no segundo teste foi adicionada a Restrição de Equipe (Eq. 3.13) ao modelo da configuração anterior. Nas duas tentativas a implementação computacional desenvolvida consumiu toda memória disponível do sistema e a busca pela otimização foi interrompida após alguns minutos. Em outras palavras, ao impor apenas as restrições citadas, o universo de possíveis soluções se

mostrou superior à capacidade de processamento do ambiente de simulação e/ou do método de solução. Em seguida, testou-se outras configurações, a saber:

Teste 3: Adicionar a Restrição de Inflexibilidade (Eq. 3.16), de Janela (Eq. 3.17) e de Semana (Eq. 3.18) ao modelo da configuração anterior. Resultado: Após 43 (quarenta e três) minutos de processamento, a otimização logrou sucesso na busca pela melhor solução. Seu custo foi de R\$ 286.088,93, onde R\$ 259.955,53 foi devido ao custo principal das manutenções, R\$ 18.083,30 referente à multa de parcela variável por indisponibilidade da unidade 29 na semana 56 e R\$ 8.050,10 referente à penalização pelo risco das unidades.

Teste 4: Adicionar a Restrição de Simultaneidade (Eq. 3.14) ao modelo da configuração anterior. Resultado: Após 17 (dezesete) minutos de processamento, a otimização encontrou com sucesso a melhor solução. A solução corresponde ao mesmo custo da solução obtida na configuração anterior, contudo a convergência foi bem mais rápida. A simultaneidade obrigatória de algumas unidades pode eliminar, *a priori*, algumas soluções inviáveis. Outra diferença foi a própria solução ótima, que apesar de ter o mesmo custo, indicou uma pequena mudança na sequência dos desligamentos para se adequar às novas restrições impostas.

**Teste 5 (completo):** Incluir a Restrição de Exclusividade (Eq. 3.19), de Transmissão (Eq. 3.20) e de Demanda de Energia (Eq. 3.21) ao modelo da configuração anterior. Resultado: Este caso inclui todas as restrições do problema de otimização. Neste teste, a solução ótima foi encontrada após 11 (onze) minutos de busca. A solução ótima teve um custo ligeiramente maior que as anteriores, mas um tempo de processamento bem inferior. Seu custo foi de R\$ 286.118,93, onde R\$ 259.955,53 foi devido ao custo principal das manutenções, **R\$ 18.083,30** referente à multa de parcela variável por indisponibilidade da unidade 29 na semana 56 e **R\$ 8.080,10** referente à penalização pelo risco das unidades.

Ao fim da bateria de testes com o CPLEX 12.2, a mesma sequência de testes foi repetida invocando os algoritmos CPLEX 12.4 e GUROBI 5.0. As soluções são apresentadas na Tabela 4.1. A quantidade de iterações realizadas pelo método Simplex, a quantidade de nós pesquisados pelo método *Branch And Bound* e o tempo de processamento até a convergência estão informados nas Tabelas 4.2-4.4. As Figuras 4.1-4.3 mostram a evolução do processo de busca durante as iterações. A convergência evolui a medida que o *gap* entre os limitantes inferiores e superiores do método *Branch And Bound* diminui.

TABELA 4.1 – Solução ótima para os cinco testes

Unidade	Teste 1	Teste 2	Teste 3	Teste 4	Teste 5
1	62				
7	49	51	49		
9	49	52	59		
11	49 e 50	53 e 54	62 e 63		
12	49 e 50	49 e 50	57 e 58		
14	49	55	50		
17	49 e 50	51 e 52	80 e 81		82 e 83
18	49	51	79		81
19	93 e 95	92 e 100	55 e 56	56 e 91	58 e 90
20	49 e 50	49 e 50	79 e 80		
21	49		70		
22	49 e 57	52 e 57	80 e 81		79 e 80
23	49	52	79		
24	49 e 50		66 e 67		
25	49 e 50	50 e 51	66 e 67		
26	95	53	91	66	67
29	53 e 92		53 e 54		
30	95 e 98	98 e 100	72 e 80	79 e 81	64 e 70
31	49	50	83		
32	49				
33	79 e 88		88 e 89		
34	49		62		
36	49		62		
37	49	50	62		
38	49		70		
40	49	50	49		
41	49	50	49		
44	49		88		
47	49	50	70		

Nota: As semanas 49, 50, 51,..., 100 desta tabela correspondem, respectivamente, às semanas 1, 2, 3,..., 52 de 2011. As semanas de 1 a 48 estão relacionadas ao histórico.

TABELA 4.2 – Comparativo dos testes do modelo proposto, com CPLEX 12.2

Teste	Iterações Simplex	Nós B&B	Duração (s)	Solução Ótima (R\$)
1	-	-	Interrompido*	Não encontrada
2	-	-	Interrompido*	Não encontrada
3	3.417.242	1.208.313	2.594,64	286.088,93
4	1.417.999	483.244	1.041,31	286.088,93
5	853.860	302.966	670,03	286.118,93

Legenda: \* O algoritmo foi interrompido por falta de memória devido ao grande número de nós ativos

TABELA 4.3 – Comparativo dos testes do modelo proposto, com CPLEX 12.4

Teste	Iterações Simplex	Nós B&B	Duração (s)	Solução Ótima (R\$)
1	-	-	Interrompido*	Não encontrada
2	709.815	172.894	2.371,94	261.036,01
3	335.269	120.008	273,25	286.088,93
4	350.150	134.833	299,17	286.088,93
5	150.231	61.378	144,94	286.118,93

Legenda: \* O algoritmo foi interrompido por falta de memória devido ao grande número de nós ativos

TABELA 4.4 – Comparativo dos testes do modelo proposto, com GUROBI 5.0

Teste	Iterações Simplex	Nós B&B	Duração (s)	Solução Ótima (R\$)
1	37.804	14.211	33,20	260.730,71
2	42.886	13.497	40,23	261.036,01
3	480.269	189.208	62,20	286.088,93
4	293.555	125.747	47,41	286.088,93
5	596.648	224.023	86,91	286.118,93

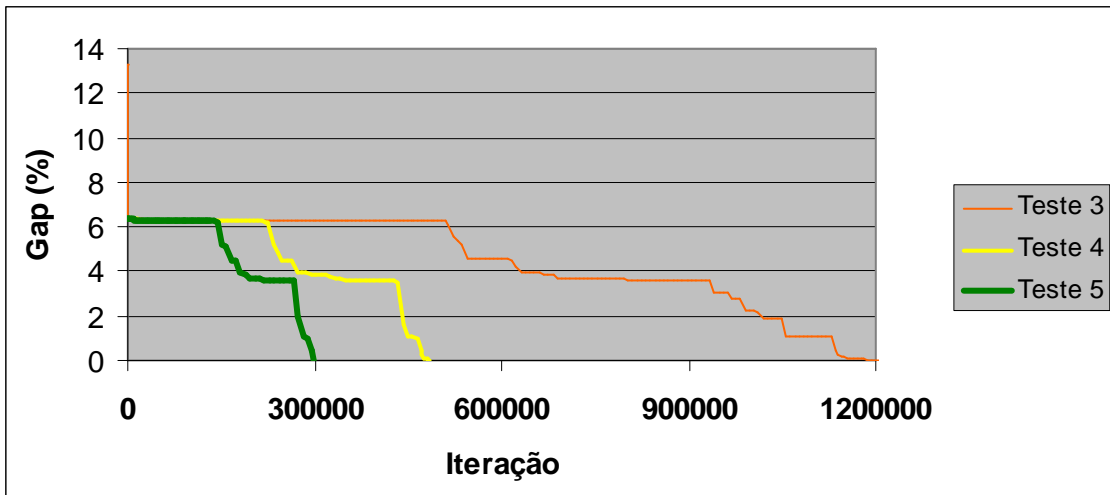


FIGURA 4.1 – Evolução das iterações com CPLEX 12.2

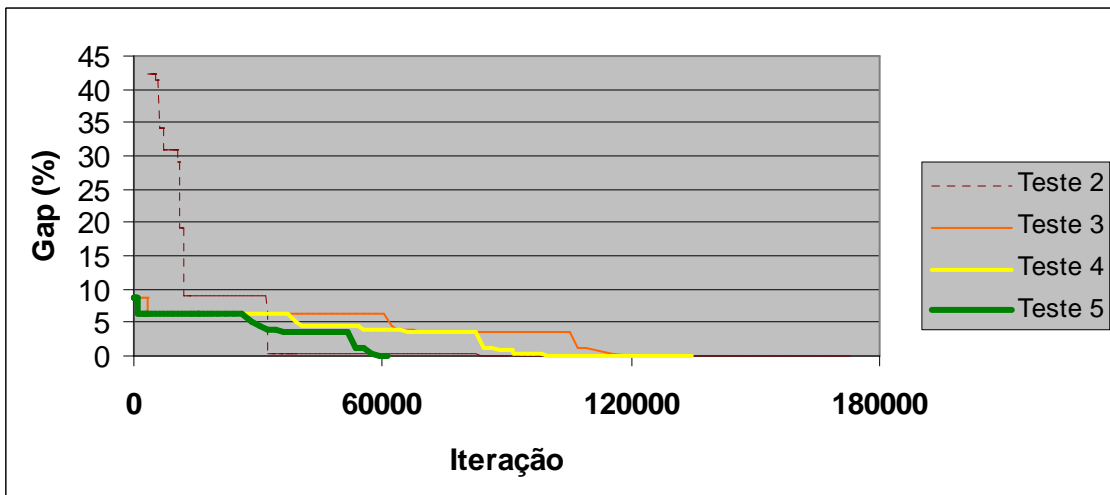


FIGURA 4.2 – Evolução das iterações com CPLEX 12.4

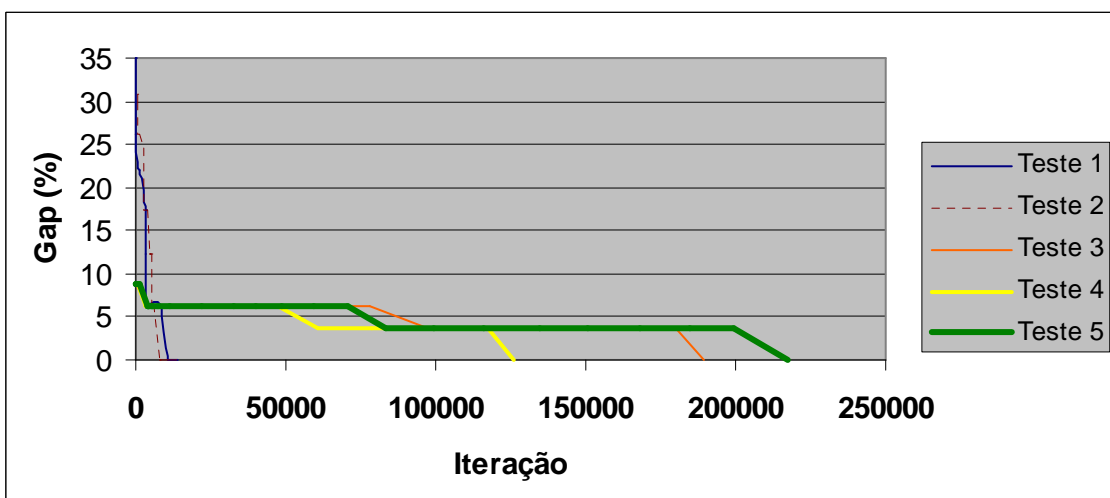


FIGURA 4.3 – Evolução das iterações com GUROBI 5.0



Pelas soluções apresentadas, percebe-se que o modelo proposto está coerente. Nota-se, também, que metodologias e estratégias diferentes podem afetar bastante a velocidade da busca até a solução ótima, conforme pode ser observado na Figura 4.4, que mostra um comparativo dos tempos de processamento, apurados em segundos, nas três baterias de testes. É notória a evolução da recente versão do CPLEX, uma vez que os tempos de processamento computacional da versão 12.4 foram bem inferiores aos da versão 12.2, atingindo reduções entre 71,27% e 89,47%. Este fato vale a ressalva, pois os resultados obtidos na primeira bateria deixava uma dúvida quanto à generalização do modelo proposto - se a otimização proposta comportaria ou não a adição dos demais transformadores da empresa e dos outros ativos da transmissão, a saber: linhas de transmissão, reatores, compensadores estáticos, compensadores síncronos, bancos de capacitores, compensadores série e equipamentos complementares. Os resultados com o GUROBI 5.0 foram ainda mais animadores, uma vez que na terceira bateria de testes não houve configuração sem solução e todas as soluções foram encontradas com menos de dois minutos de processamento computacional, o que correspondeu à reduções entre 87,03% e 97,60% em relação à primeira bateria. As convergências mais rápidas do GUROBI indicaram que seus algoritmos exploraram melhor os quatro processadores do ambiente de simulação e que seu algoritmo de *Branch And Bound* tem os melhores critérios de poda.

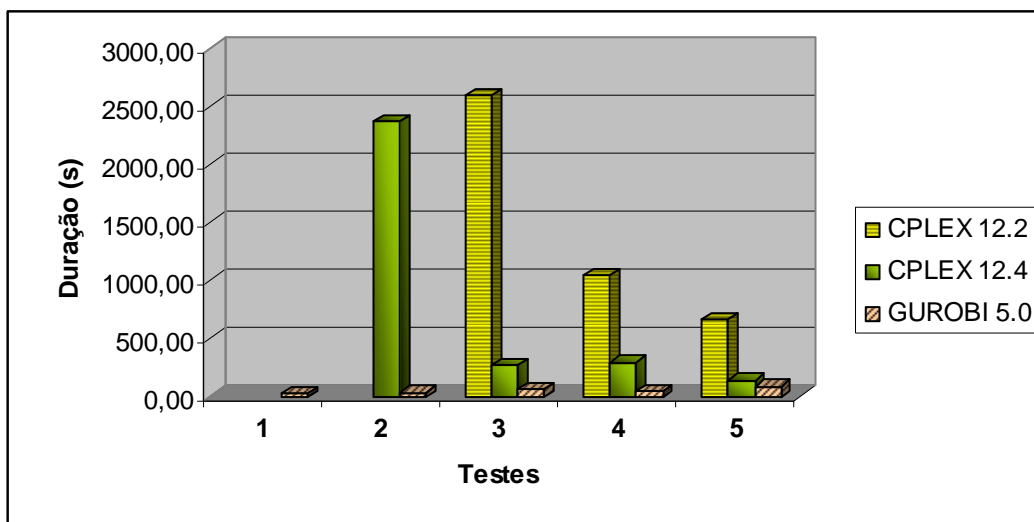


FIGURA 4.4 – Comparativos dos tempos de processamento computacional

Para validação do trabalho proposto, a solução ótima foi confrontada com a programação realizada pela empresa em 2011. As Tabelas 4.5 e 4.6 informam os estágios de tempo que a empresa desligou suas unidades para manutenção, respectivamente, no primeiro e no segundo semestre de 2011.

TABELA 4.5 – Programação real de desligamentos no primeiro semestre do estudo de caso

U	Semanas do primeiro semestre de 2011																											
	0 1	0 2	0 3	0 4	0 5	0 6	0 7	0 8	0 9	1 0	1 1	1 2	1 3	1 4	1 5	1 6	1 7	1 8	1 9	2 0	2 1	2 2	2 3	2 4	2 5	2 6		
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
7	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
11	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
12	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
14	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
19	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-		
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-		
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-		
25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-		
26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-		
29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-		
30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
32	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Legenda: U – Unidades, X – Desligamento programado na semana

TABELA 4.6 – Programação real de desligamentos no segundo semestre do estudo de caso

U	Semanas do segundo semestre de 2011																											
	2 7	2 8	2 9	3 0	3 1	3 2	3 3	3 4	3 5	3 6	3 7	3 8	3 9	4 0	4 1	4 2	4 3	4 4	4 5	4 6	4 7	4 8	4 9	5 0	5 1	5 2		
11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-		
12	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	X	-	-	-	-	-	-		
22	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
23	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	X	-	-	-	-	-	-		
34	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
36	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
37	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
38	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-		
47	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Legenda: U – Unidades, X – Desligamento programado na semana

Para tal, realizou-se um novo teste, onde esta nova informação entrou no modelo proposto como um novo dado de entrada, considerando todas as unidades inflexíveis. Desta forma, o modelo identificou que as únicas semanas permitidas para desligamento eram exatamente aquelas das intervenções realizadas, calculando o objetivo de forma consistente com todas as demais restrições. Desta forma, verifica-se que a programação realizada pela empresa teve o seguinte custo: R\$ 291.484,13, onde R\$ 259.955,53 foi devido ao custo principal das manutenções, **R\$ 18.083,30** referente à multa de parcela variável por indisponibilidade da unidade 29 na semana 69 e **R\$ 13.445,30** referente à penalização pelo risco das unidades. Comparando esses resultados com aqueles encontrados nos testes de número 5 (Tabelas 4.2-4.4), percebe-se que a solução proposta nesta dissertação, ao propor uma programação de manutenção factível com a realidade e consistente com as restrições impostas ao problema, validou com sucesso o modelo proposto empiricamente.

Pode parecer estranho a solução ótima apresentar uma programação de manutenção cuja sequência de desligamentos das unidades acarretará uma multa para a empresa. Ocorre que, devido às restrições que foram impostas neste estudo, o modelo afirmou que não existe uma solução sem multa. Em uma situação como esta, cabe ao especialista analisar e refletir sobre esta solução, mesmo sabendo que no atual cenário esta seja a melhor solução. Uma rápida análise no modelo, especialmente nas restrições impostas que envolvem a unidade 29, verifica-se uma imposição que os dois desligamentos da referida unidade deveriam ser programados, necessariamente, entre as semanas 5 e 26 de 2011, ou seja, foi definido uma janela de manutenção, que é uma restrição rígida, independente do motivo. Aliado a esse fato, ocorre que esta unidade teve dois desligamentos em 2010, nas semanas 3 e 43, de acordo com seu histórico. Sendo assim, para respeitar essas restrições e a restrição de franquia, a solução não poderia ser outra que não acarretasse uma multa.

Sendo assim, cabe uma reflexão sobre a rigidez das restrições em questão. O motivo que impede a manutenção da unidade 29 nas últimas semanas de 2011 pode ser contornado? As ações de manutenção à programar poderiam ser executadas concomitantemente, em apenas um desligamento? Em caso afirmativo, este dado poderia ser alterado e uma nova otimização proveria uma solução sem multa. Uma grande vantagem do modelo proposto é que a otimização é feita em pouco minutos, assim como a análise de seu resultado, o que permite uma solução ágil e um maior controle das variáveis que podem influenciar esta solução. Em outras palavras, o modelo proposto indica a melhor programação no cenário atual e ainda pode sugerir, após análise do especialista, algumas mudanças no processo que podem promover uma solução ótima inatingível anteriormente.

Pelo lado da empresa, observa-se que foi realizada a programação de manutenção de menor parcela variável possível, para este grupo de transformadores, em consonância com os resultados encontrados neste trabalho. Entretanto, vale destacar a diferença entre os custos relacionados ao riscos dos equipamentos, 66,4% superior. Isto significa, que o modelo deste trabalho proporia, à época, uma programação de manutenção diferente, de mesmo custo, mas de menor risco para a empresa, ao levar em conta o risco de cada equipamento. Além disso, vale ressaltar o tempo de resposta da solução, comparado às horas despendidas em análises e reuniões de consenso. A Tabela 4.7 mostra a solução da programação otimizada e a solução da programação realizada. Os desvios entre essas programações, assim como a variação da PVI e do risco devido esses desvios, também estão mostrados na Tabela 4.7, mas serão explicados mais adiante.

Para complementar a análise dos resultados, optou-se por realizar um último teste que confrontasse o resultado atingido com seu oposto, ou seja, confrontar a solução ótima com a pior programação que poderia ser realizada pela empresa em 2011. O chamado pior caso tem o seguinte custo: R\$ 575.251,06, onde R\$ 259.955,53 foi devido ao custo principal das manutenções, **R\$ 298.347,33** referente à multa devido à parcela variável por indisponibilidade das unidades 1, 22, 29, 30 e 33, e **R\$ 16.948,20** referente à penalização pelo risco das unidades. Em relação à programação atual, estes valores correspondem a um aumento de 1550% da penalização por PVI e 26,1% do risco. Já em relação à solução ótima, equivalem à 1550% e 109,8% de aumento, respectivamente. A Figura 4.5 apresenta o comparativo das penalizações por PVI, para os casos ótimo, atual e pior. A Figura 4.6 mostra o comparativo em relação aos riscos das unidades, também para os casos ótimo, atual e pior. Finalmente, a Tabela 4.8 mostra a solução da programação otimizada e a solução no pior caso. Os desvios entre essas programações, assim como a variação da PVI e do risco devido esses desvios, também estão mostrados na Tabela 4.8, mas serão explicados mais adiante.

TABELA 4.7 – Programação otimizada contra programação atual na empresa

Unidade	Semana Ótima		Semana Realizada		Desvio	Δ PVI (R\$)	Δ Risco (R\$)
1	62		63		1	0,00	4,80
7	49		51		2	0,00	39,40
9	59		60		1	0,00	18,60
11	62	63	50	94	43	0,00	102,60
12	57	58	55	77	21	0,00	372,30
14	50		49		1	0,00	(4,20)
17	82	83	87	88	10	0,00	30,00
18	81		90		9	0,00	102,60
19	58	90	55	68	25	0,00	0,00
20	79	80	93	95	29	0,00	826,50
21	70		73		3	0,00	108,60
22	79	80	82	86	9	0,00	21,60
23	79		78		1	0,00	(4,80)
24	66	67	69	91	27	0,00	828,90
25	66	67	69	91	27	0,00	650,70
26	67		69		2	0,00	0,00
29	53	54	59	69	21	0,00	25,20
30	64	70	62	63	9	0,00	0,00
31	83		91		8	0,00	19,20
32	49		52		3	0,00	9,00
33	88	89	93	95	13	0,00	85,80
34	62		76		14	0,00	429,80
36	62		76		14	0,00	445,20
37	62		76		14	0,00	117,60
38	70		80		10	0,00	142,00
40	49		88		39	0,00	444,60
41	49		89		40	0,00	524,00
44	88		94		6	0,00	10,80
47	70		78		8	0,00	14,40
Total					410	0,00	5.365,20

Nota: As semanas 49, 50, 51,..., 100 desta tabela correspondem, respectivamente, às semanas 1, 2, 3,..., 52 de 2011. As semanas de 1 a 48 estão relacionadas ao histórico.

TABELA 4.8 – Programação otimizada contra pior caso

Unidade	Semana Ótima		Pior Semana		Desvio	Δ PVI (R\$)	Δ Risco (R\$)
1	62		61		1	7.708,33	(4,80)
7	49		100		51	0,00	1004,70
9	59		78		19	0,00	353,40
11	62	63	95	96	66	0,00	356,40
12	57	58	86	87	58	0,00	1270,20
14	50		56		6	0,00	25,20
17	82	83	93	94	22	0,00	66,00
18	81		83		2	0,00	22,80
19	58	90	88	89	31	0,00	0,00
20	79	80	95	96	32	0,00	912,00
21	70		83		13	0,00	470,60
22	79	80	55	56	48	62.500,00	(115,20)
23	79		91		12	0,00	57,60
24	66	67	90	91	48	0,00	1473,60
25	66	67	90	91	48	0,00	1156,80
26	67		90		23	0,00	0,00
29	53	54	51	52	4	48.222,30	(4,80)
30	64	70	49	50	35	95.527,80	0,00
31	83		99		16	0,00	38,40
32	49		100		51	0,00	153,00
33	88	89	77	78	22	66.305,60	(171,60)
34	62		78		16	0,00	491,20
36	62		78		16	0,00	508,80
37	62		78		16	0,00	134,40
38	70		87		17	0,00	241,40
40	49		65		16	0,00	182,40
41	49		65		16	0,00	209,60
44	88		100		12	0,00	21,60
47	70		78		8	0,00	14,40
Total					725	280.264,03	8.868,10

Nota: As semanas 49, 50, 51,..., 100 desta tabela correspondem, respectivamente, às semanas 1, 2, 3,..., 52 de 2011

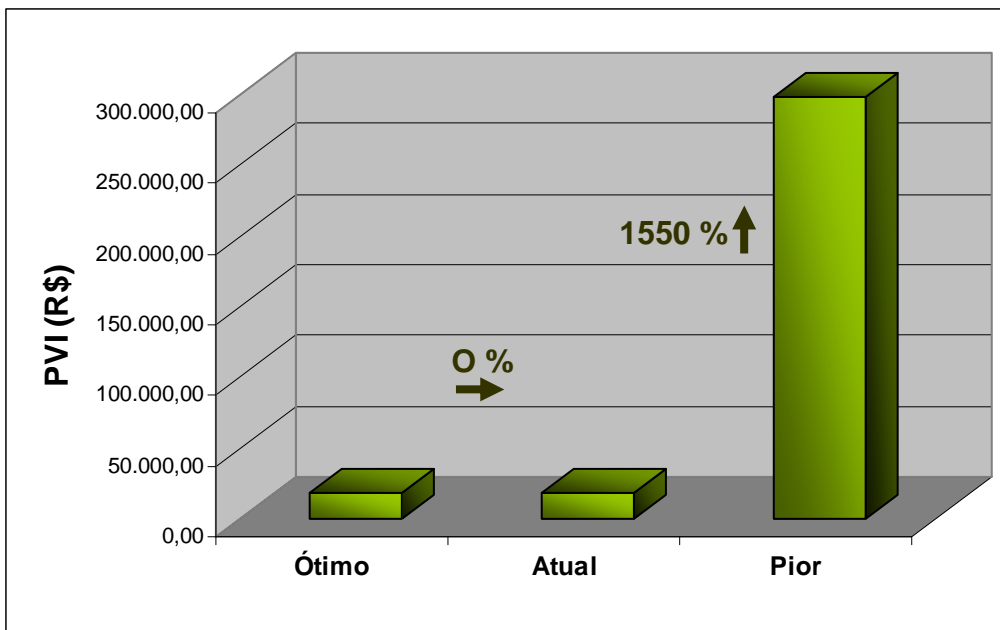


FIGURA 4.5 – Comparativos das penalizações devido à PVI

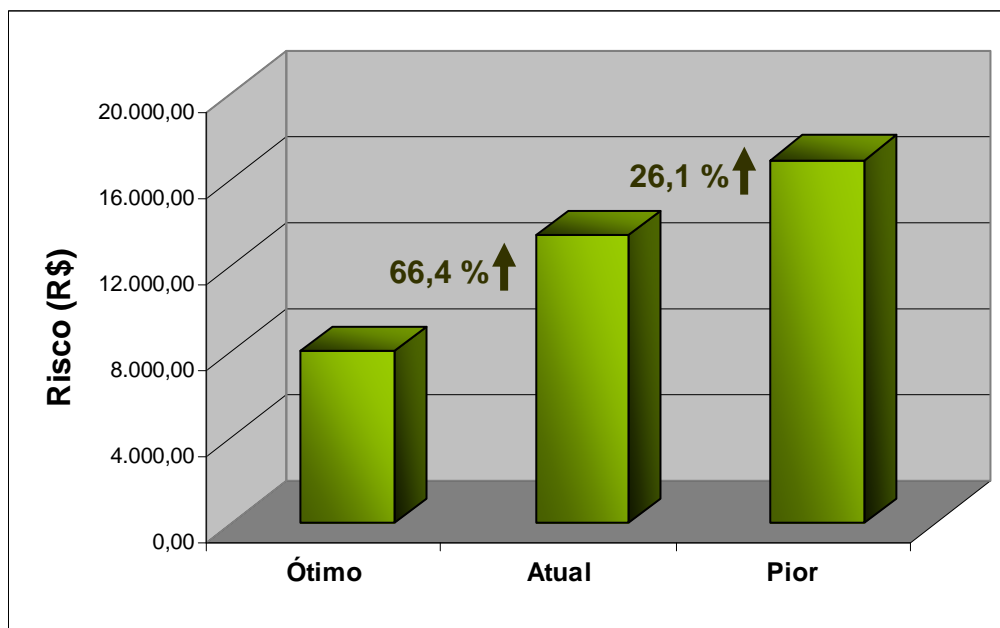


FIGURA 4.6 – Comparativos das penalizações devido ao risco das unidades

Como última análise sobre as programações, cabe um esclarecimento sobre os desvios mostrados nas Tabela 4.7-4.8. De uma forma bem simples, o desvio entre duas programações pode ser medido computando o somatório do módulo da diferença entre as

semanas programadas para os desligamentos de cada unidade. Seguindo este raciocínio, conclui-se que o desvio da programação no pior caso em relação à programação ótima seria 725 semanas e que o desvio da programação atual em relação à programação ótima seria 410 semanas. Ou seja, o desvio da solução no caso atual foi considerável e correspondeu à 43,45% do desvio no pior caso. A Figura 4.7 mostra cada um dos desvios citados, em relação à solução ótima. Valores positivos no eixo vertical significam uma postergação do desligamento em relação à programação ótima. Valores negativos, uma antecipação. As Figuras 4.8 e 4.9 apresentam, respectivamente, a variação da PVI e do risco, para cada unidade, devido esses desvios

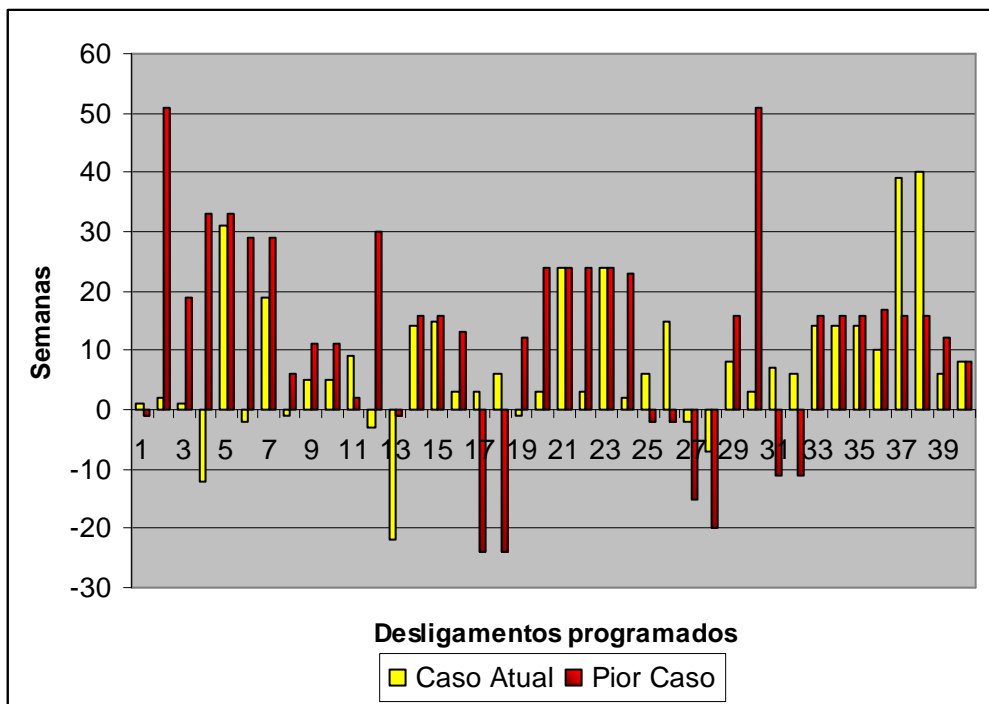


FIGURA 4.7 – Desvios em relação à solução ótima, para os casos atual e pior

Os desvios obtidos significam que a solução proposta não foi uma solução conservadora. E isso só foi possível porque o modelo proposto não tomou conhecimento da programação atual e a otimização teve compromisso apenas com o objetivo e as restrições de suas variáveis. Para ZÜRN [40], o critério do desvio mínimo pode ter maior utilidade como critério de desempate, não sendo recomendado como objetivo dominante. Todavia optou-se por não utilizar este critério no objetivo, como encontrado em alguns modelos na literatura, pois achou-se que desviar o mínimo de uma programação existente seria um objetivo muito acanhado e temerário, uma vez que se partiria da suposição que a programação atual já estivesse próxima da solução ótima.



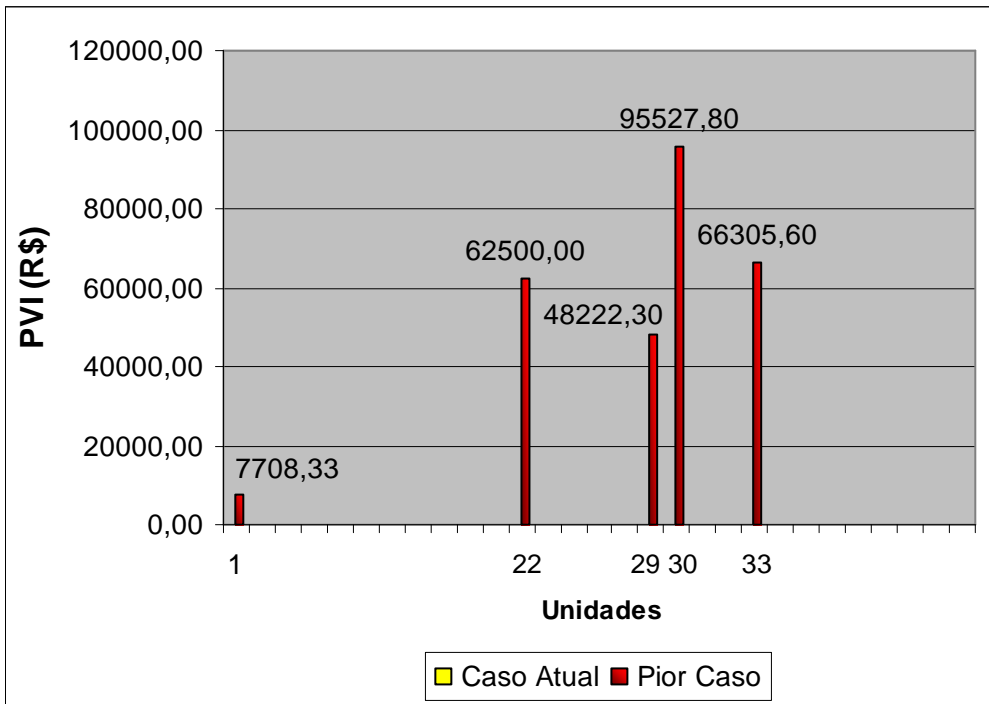


FIGURA 4.8 – Variação da PVI em relação à solução ótima, para os casos atual e pior

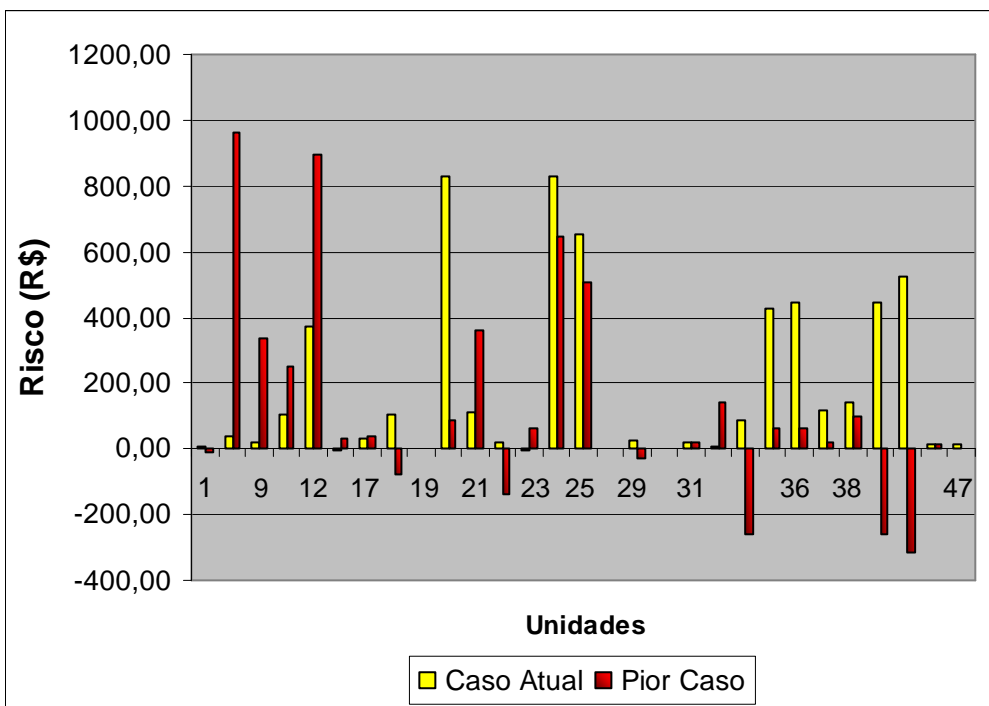


FIGURA 4.9 – Variação do risco em relação à solução ótima, para os casos atual e pior

## Capítulo 5

# CONCLUSÃO

Partindo do princípio que a otimização se aplica em qualquer situação que se precise escolher dentre várias alternativas aquela que, no momento, trará o retorno mais favorável, esta dissertação cumpriu o objetivo de trazer à comunidade científica uma solução inovadora com base empírica, aplicável ao mundo real, que pudesse fornecer um suporte adequado para tomada de decisão dos especialistas no momento de programar a manutenção dos transformadores de potência.

A principal contribuição deste trabalho foi de ordem prática, por ter modelado a programação dos desligamentos de transformadores de potência para os agentes de transmissão do sistema elétrico brasileiro a partir de dados reais, que validaram com sucesso a proposta apresentada e proporcionaram a otimização do processo e mitigação dos custos dele decorrentes, em especial na fase de programação, quando são realizadas uma série de análises e reuniões de consenso que tornam a decisão demorada e onerosa, sobretudo considerando a escassez de especialistas.

No modelo foram ponderados a importância de cada transformador (risco quanto à falhas), os custos e os benefícios do melhor momento de uma intervenção, considerando treze das principais restrições impostas ao processo.

Este problema real foi descrito matematicamente como um problema de programação linear inteira mista. A programação não-linear foi evitada em função da dificuldade em garantir a convergência para um mínimo global. Infelizmente não existem métodos eficientes para solucionar problemas gerais de programação não-linear. De certo, modelos lineares não conseguem representar regimes dinâmicos como relações de produto ou potência de suas variáveis de decisão. Porém, aproximações podem, até certo ponto, mitigar esta deficiência, como foi o caso utilizado para penalização do risco, onde uma função linear segmentada obteve uma aproximação satisfatória de uma função não-linear suave. Por outro lado, diversos algoritmos com garantia de convergência para um mínimo

global, amplamente difundidos e testados, estão disponíveis no mercado para solução de modelos lineares, a exemplo do Simplex, *Branch And Bound* e Pontos Interiores, utilizados neste trabalho através dos pacotes CPLEX e GUROBI.

A linguagem de modelagem algébrica mostrou-se eficaz para implementar o modelo proposto em uma ferramenta computacional. Uma grande vantagem desta ferramenta foi automatizar a solução do problema, deixando o processo mais ágil, em oposição ao tratamento tradicional que, além de mais dispendioso, é mais vulnerável ao erro humano e representa maior exposição ao risco. Esta vantagem fica mais evidente uma vez que dificilmente uma programação é executada exatamente como planejada, sendo comum, em especial nas grandes empresas, que sofra várias modificações durante o ano, mesmo que seja implementada cautelosamente no seu início. Essas diferenças, acumuladas ao longo do ano, podem degradar substancialmente a otimização inicial. A facilidade de gerar uma solução automatizada permite uma revisão otimizada em qualquer tempo, não sendo preciso aguardar o ano seguinte para iniciar uma nova otimização.

Outra vantagem é que o modelo proposto permite um maior controle das variáveis que podem influenciar esta solução. Em outras palavras, o modelo proposto indica a melhor programação no cenário atual e ainda pode sugerir, após análise do especialista, algumas mudanças no processo que podem promover uma solução ótima inatingível anteriormente. Desta análise, é possível otimizar os recursos técnicos, logísticos e humanos da equipe de manutenção de transformadores, além da minimização dos valores de perda de receita com transformadores. Isto tudo gera aumento da confiabilidade da concessionária.

Como possível desdobramento deste trabalho, sugere-se incluir a restrição de sequenciamento, que estabelece um ordenamento para certas unidades, assim como considerar a manutenção por aproveitamento do desligamento de outra unidade, situação que não é considerada para efeito de apuração de parcela variável por indisponibilidade. Sobre os objetos de estudo, sugere-se incluir todos os transformadores e os demais ativos de transmissão, fazendo a proposta deste trabalho evoluir para modelagem e otimização do programa de manutenção da função transmissão. Com esta evolução, os resultados previstos passam a ser bem mais amplos.

Esta área de pesquisa oferece ainda grandes oportunidades de pesquisa e inovação como, por exemplo, a ampliação deste modelo para a gestão dos ativos de transmissão, fazendo a ferramenta proposta abranger o planejamento, o controle e a gestão da manutenção da função transmissão. Como ferramenta de gestão de ativos, seria possível

indicar para os especialistas sugestões como: estender a vida útil do equipamento, aumentar a duração e a quantidade de sobre-carregamentos, adiar as despesas em investimento e alocar montantes menores/maiores para manutenção. Outro exemplo seria ampliar o modelo para que possa contemplar relações não-lineares de suas variáveis de decisão, seja no objetivo ou nas restrições. Nesse caso, técnicas inteligentes como algoritmo genético, redes neurais, sistemas Fuzzy e computação evolucionária seriam mais apropriadas como ferramentas de busca pela solução, sobretudo se houver relações de variáveis com fortes não-linearidades, não-diferenciabilidade, não-convexidade e/ou multimodalidade, mas desde que a dimensão do problema não seja um entrave que colapse a heurística escolhida.

Pesquisas como essas contribuiriam para garantir uma maior disponibilidade das instalações dos agentes de transmissão e uma maior confiabilidade do sistema elétrico, assim como otimizariam a mão-de-obra dos especialistas nas empresas, que teriam mais tempo dedicado à análise e decisões do que propriamente à programação das manutenções.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Conseil International des Grands Réseaux Électriques – CIGRÉ, “Guide 298 - Transformer Lifetime Data Management”, 2006.
- [2] Boss P., Horst T., Lorin P., *et al.*, “Life Assessment of Power Transformers to Prepare a Rehabilitation Based on a Technical-Economical Analysis”, Cigré Session Paper 12-106, 2002.
- [3] Conseil International des Grands Réseaux Électriques – CIGRÉ, “Guide 248 - Economics of Transformer Management”, 2004.
- [4] Cheim L., Silveira J. G., “How Long Should a Transformer Live - A New Technical-Economical Approach”, WORKSPOT, 2006.
- [5] Hinow M., Waldron M., Müller L., *et al.*, “Substation Life Cycle Cost Management Supported by Stochastic Optimization Algorithm”, CIGRÉ Session Paper B3-103, 2008.
- [6] Conseil International des Grands Réseaux Électriques – CIGRÉ, “Guide 227 - Lifetime Management Techniques for Power Transformers”, 2006.
- [7] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Resolução Normativa Nº 270 de 26 de Junho de 2007”, 2007.
- [8] Laskowski K., Schwan M., “Optimized Asset Management of High Voltage Substations Based on Life Cycle Cost Analyses Integrating Reliability Prognosis Methods”, Report B3-104, CIGRE Session, 2008.
- [9] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, site [http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/o\\_que\\_e\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx), acessado em 2010.

- [10] Empresa de Pesquisa Energética – EPE, “Balanço Energético Nacional 2011: Ano base 2010”, 2011.
- [11] Empresa de Pesquisa Energética – EPE, “Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011: Ano base 2010”, 2011.
- [12] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, “Relatório de Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão Novembro 2011”, 2011.
- [13] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, “Relatório de Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão Junho 2011”, 2011.
- [14] Tondello C. J., “Gestão Econômica das Intervenções em Linhas de Transmissão com Foco na Parcela Variável”, Artigo GMI 26, SNPTEE, 2007.
- [15] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, “Procedimentos de Rede – Submódulo 6.5 – Programação de intervenções em instalações da rede de operação”, 2009.
- [16] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, “Relatório Anual 2010”, 2010.
- [17] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Resolução Autorizativa Nº 2.837 de 29 de Março de 2011”, 2011.
- [18] Asea Brown Boveri – ABB, “Transformer Handbook”, 2004.
- [19] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Resolução Normativa Nº 405 de 06 de Julho de 2010”, 2010.
- [20] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Resolução Normativa Nº 441 de 21 de Julho de 2011”, 2011.
- [21] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, site [http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Desempenho\\_das\\_transmissoras\\_2010\\_2011.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Desempenho_das_transmissoras_2010_2011.pdf), acessado em 2012.
- [22] Wikipedia, site [http://en.wikipedia.org/wiki/Mathematical\\_optimization](http://en.wikipedia.org/wiki/Mathematical_optimization), acessado em 2010.

- [23] Mathematical Optimization Society, site <http://www.mathprog.org/?nav=about>, acessado em 2010.
- [24] Boyd S., Vanderberghe L., “*Convex Optimization*”, 7a Ed., Capítulo 1. Cambridge University Press, 2009.
- [25] NEOS-SERVER, site [neos-guide.org/NEOS/index.php/Linear\\_Programming\\_FAQ](http://neos-guide.org/NEOS/index.php/Linear_Programming_FAQ), acessado em 2010.
- [26] J. C. Nash, “The (Dantzig) simplex method for linear programming”. *Computing in Science and Engineering*, Vol. 2, Number 1, Jan/Feb. 2000, pp. 29-31.
- [27] Computing in Science and Engineering, “The Top 10 Algorithms”, site <http://www.computer.org/csdl/mags/cs/2000/01/c1022.html>, acessado em 2011.
- [28] Reis D. C. S., “Um Algoritmo Branch and Bound para o Problema de Alocação Ótima de Monitores de Qualidade de Energia Elétrica e Redes de Transmissão”. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), UFJF, Juiz de Fora, MG, Brasil, 2007.
- [29] Dutra A. S., “Método de Pontos Interiores Aplicado a um Problema de Sequenciamento Job-Shop”. Dissertação (Mestrado em Matemática Pura), UFBA, Salvador, BA, Brasil, 2004.
- [30] International Business Machines Corporation – IBM, “ILOG AMPL CPLEX Version 12.2 User’s Guide”, 2010.
- [31] Fourer R., Gay D. M., Kernighan B. W., “*AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming*”, 2nd. Edition, 2003.
- [32] AMPL, site <http://www.ampl.com/TRYAMPL>, acessado em 2010.
- [33] NEOS-SERVER, site <http://www.neos-server.org/neos>, acessado em 2010.
- [34] Institute for Operations Research and the Management Sciences, “2004 INFORMS Impact Prize”, site <http://www.informs.org/Recognize-Excellence/INFORMS-Prizes-Awards/INFORMS-Impact-Prize>, acessado em 2011.

- [35] International Business Machines Corporation – IBM, site <http://www-01.ibm.com/software/integration/optimization/cplex-optimizer>, acessado em 2011.
- [36] GUROBI, site <http://www.gurobi.com>, acessado em 2011.
- [37] JT on EDM, site <http://jtonedm.com/2011/03/02/first-look-gurobi-optimization>, acessado em 2011.
- [38] Christiaanse W. R., Palmer A. H., “A Technique for the Automated Scheduling of the Maintenance fo Generating Facilities”. *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-91, Number 1, Jan-Feb 1972, pp. 137-144.
- [39] J. F. Dopazo, H. M. Merril, “Optimal Generator Maintenance Scheduling Using Integer Programming”. *IEEE Trans. on Power Appartus and Systems*, Vol. PAS-94, Number 5, Sept-Oct 1975, pp. 1537-1545.
- [40] H. H. Zürn, V. H. Quintana, “Several Objective Criteria for Optimal Preventive Maintenance Scheduling”. *IEEE Trans. on Power Appartus and Systems*, Vol. PAS-96, Number 3, May-Jun. 1977, pp. 984-992.
- [41] Z. A. Yamayee, K. Sidenblad, M. Yoshimura, “A Computationally Efficient Optimal Maintenance Scheduling Method”. *IEEE Trans. on Power Appartus and Systems*, Vol. PAS-102, Number 2, Febr. 1983, pp. 330-338.
- [42] Silva E. L., Filho M. M., Fonseca L .G. S., *et al.*, “Transmission Constrained Maintenance Scheduling of Generating Units: a Stochastic Programming Approach”. *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 10, Number 2, May 1995, pp. 695-701.
- [43] Silva E. L., Schilling M. Th., Rafael M. C., “Generation Maintenance Scheduling Considering Transmission Constrains”. *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 15, Number 2, May 2000, pp. 838-843.
- [44] Yu Z., Sparrow F. T., Bowen B. H, “A Safety & Security Constrained Hydrothermal Scheduling Model System”. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*. Vol. 1, June 2004, pp. 983-988.



- [45] Yin W., Lv H., Jin F., *et al.*, "Distribution Maintenance Scheduling Using Ant Colony Algorithm". *IEEE International Conference on Service Operations, Logistics and Informatics*, July 2009, pp. 624-628.
- [46] Araújo Neto J. E., "Otimização da Programação da Manutenção dos Ativos de Transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro considerando Penalidades por Indisponibilidade, Restrições Sistêmicas e Logística das Equipes Técnicas". Dissertação (Mestrado em Matemática Aplicada), UNICAMP, São Paulo, SP, Brasil, 2011.
- [47] Finardi E. C., Zürn H. H., Sauer R. F., *et al.*, "Programação Ótima da Manutenção Preventiva de Unidades Geradoras Utilizando Relaxação Lagrangeana". Artigo GMI-05, SNPTEE, 2005.
- [48] Finardi E. C., "Programação Ótima da Manutenção Preventiva de Unidades Geradoras Hidrelétricas e Termelétricas". Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Tractebel Energia/UFSC/GSP, 2004.
- [49] Baynes T. S., "*The Port-Royal Logic*", Fifth Edition, Hamilton, Adams and CO. Edinburgh, 1861.
- [50] Bezerra Neto J. R., "Life Risk Profiling - A Experiência da Chesf em Gerenciamento de Riscos de Subestações", Artigo GMI-17, SNPTEE, 2005.
- [51] Moreira M. P., "Priorização dos Modos de Falha de Equipamentos Utilizando os Métodos de Análise Multicritério PROMETHEE e Fuzzy PROMETHEE", Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), PUC, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2009.
- [52] Melo E. B. B., Santos M. O., "Priorização Multicritério das Atividades de Manutenção Corretiva para Minimização dos Custos Totais Envolvidos". Artigo GMI-01, SNPTEE, 2007.
- [53] Dupont C. J., Verdolin R. T., Costa V. P., *et al.*, "Avaliação Técnica e Econômica das Consequências de Falhas Funcionais de Transformadores de Potência". WORKSPOT, 2006.

## Anexo A

### Dados de geração de energia elétrica

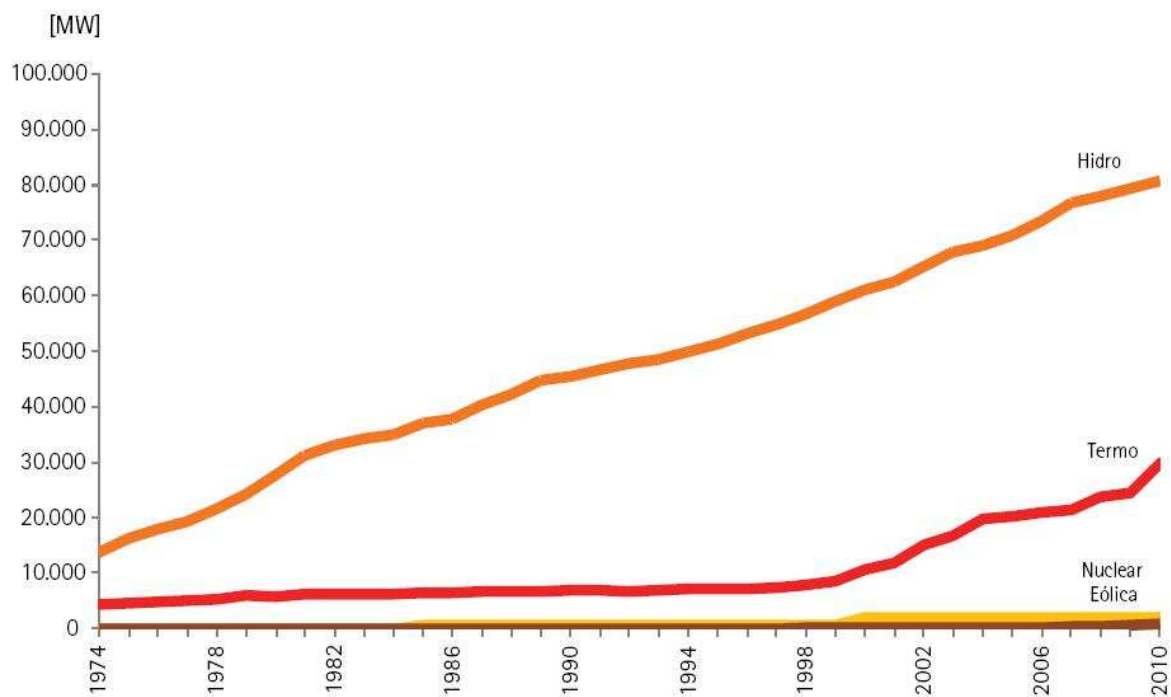


FIGURA A.1 – Capacidade instalada de geração elétrica no Brasil [10]

TABELA A.1 – Oferta interna de energia elétrica, por tipo de produtor e fonte, em 2010 [10]

<b>Fonte</b>	<b>Centrais Elétricas de Serviço Público (GWh)</b>	<b>Centrais Elétricas Auto-produtoras (GWh)</b>	<b>Total (GWh)</b>	<b>% da Oferta Interna</b>
Hidráulica	385.315	17.936	403.251	74,0
Gás Natural	25.832	11.077	36.909	6,8
Bagaço de cana	0	16.019	16.019	3,0
Urânio	14.523	0	14.523	2,7
Óleo Diesel	7.437	1.278	8.715	1,6
Lixívia	0	7.338	7.338	1,3
Carvão	6.062	728	6.790	1,2
Óleo Combustível	4.041	1.291	5.332	1,0
Outras Recuperações	0	5.031	5.031	0,9
Eólica	2.248	0	2.248	0,4
Lenha	61	1.754	1.815	0,3
Outras	0	815	815	0,2
Gás de Coqueria	0	436	436	0,1
Total produzido	445.519	63.704	509.223	93,5
Importação	-	-	35.906	6,5
Oferta Interna			545.128	100,0

TABELA A.2 – Resumo da eletricidade no Brasil, em 2010 [10]

Fluxo		Energia Elétrica (GWh)
Produção		509.223
Importação		35.906
Exportação		(1.257)
Perdas		(88.211)
Consumo		455.660
Industrial	44,2%	201.243
Residencial	23,8%	108.457
Comercial	15,0%	68.192
Público	8,1%	37.016
Energético	4,7%	21.517
Agropecuário	3,9%	17.572
Transportes	0,4%	1.662

TABELA A.3 – Geração elétrica mundial, em 2008 [10]

Produtores		Geração (TWh)	% mundial
1	Estados Unidos	4.344	21,5
2	China	3.457	17,1
3	Japão	1.075	5,3
4	Rússia	1.038	5,1
5	Índia	830	4,1
6	Canadá	651	3,2
7	Alemanha	631	3,1
8	França	570	2,8
9	Brasil	463	2,3
10	Coréia do Sul	444	2,2
Demais países		6.678	33,2
Mundo		20.181	100,0

TABELA A.4 – Geração hidrelétrica mundial, em 2008 [10]

Produtores		Geração (TWh)	% mundial
1	China	585	17,8
2	Canadá	383	11,5
3	Brasil	370	11,2
4	Estados Unidos	282	8,6
5	Rússia	167	5,1
6	Noruega	141	4,3
7	Índia	114	3,5
8	Venezuela	87	2,6
9	Japão	83	2,5
10	Suécia	69	2,1
Demais países		1.007	30,8
Mundo		3.288	100,0

## Anexo B

### Dados de transmissão de energia elétrica

TABELA B.1 – Redes de transmissão de energia elétrica dos maiores operadores mundiais, em 2010

	<b>Operador</b>	<b>Extensão (km)</b>	<b>Capacidade Instalada (GW)</b>	<b>País</b>
1	SO UPS	420.815	221	Rússia
2	SGCC	349.246	900	China
3	PGCIL	251.932	163	Índia
4	ONS	98.648	113	Brasil
5	PJM	90.926	165	Estados Unidos
6	MISO	79.402	159	Estados Unidos
7	TERNA	63.578	57	Itália
8	ESKOM	52.996	44	África do Sul
9	RTE	48.929	100	França
10	REE	36.116	93	Espanha
11	KPX	30.423	70	Coreia do Sul
12	NATIONAL GRID	14.813	68	Inglaterra
13	TEPCO	7.379	64	Japão

Notas: Linhas de transmissão em tensão de 110 kV ou superior,  
capacidade instalada superior a 40 GW

Fonte: Very Large Grid Power Operators (VLGPO)

TABELA B.2 – Maiores redes de transmissão no Brasil, em 2010

	<b>Agente</b>	<b>Extensão (km)</b>	<b>Capacidade de Transformação (MVA)</b>
1	CHESF	17.779	43.659
2	FURNAS	16.887	88.115
3	ELETROSUL	9.065	21.197
4	CTEEP	8.535	43.223
5	ELETRONORTE	8.493	26.490
6	PLENA	5.688	8.800
6	CEEE-GT	4.877	6.356
7	CEMIG-GT	4.875	15.396
8	COPEL	1.775	10.344

Nota: Linhas de transmissão em tensão de 230 kV ou superior

Fonte: Associação Brasileira de Transmissoras de Energia (ABRATE)

TABELA B.3 – Evolução do RAP, do adicional à RAP e PV, de acordo com as resoluções 167/2000, 244/2001, 358/2002, 307/2003, 071/2004, 118/2004, 150/2005, 354/2006, 497/2007, 671/2008, 844/2009, 1022/2010 e 1171/2011

<b>Ciclo Tarifário</b>	<b>RAP (R\$)</b>	<b>PV (R\$)</b>	<b>Adicional à RAP (R\$)</b>
1999/2000	1.764.206.694,00	***	***
2000/2001	2.115.192.485,00	***	***
2001/2002	2.442.187.083,00	***	***
2002/2003	3.372.368.821,00	***	***
2003/2004	4.942.627.920,00	***	***
2004/2005	5.911.644.611,00	***	***
2005/2006	7.238.877.495,26	***	***
2006/2007	7.902.492.545,89	***	***
2007/2008	8.196.006.811,40	***	***
2008/2009	9.479.529.191,56	38.853.837,44	7.768.826,35
2009/2010	9.256.417.662,48	75.844.998,85	14.607.726,54
2010/2011	10.415.360.753,76	60.804.408,36	11.652.743,11
2011/2012	12.336.831.912,03	26.331.673,14*	**

Legenda: \* parcial até nov/11, \*\* a apurar, \*\*\* não se aplica

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

TABELA B.4 – Maiores receitas anuais permitidas no ciclo tarifário 2011-2012

<b>Agente</b>		<b>RAP (R\$)</b>
1	FURNAS Centrais Elétricas S.A.	2.341.772.204,51
2	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP	2.037.971.589,67
3	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF	1.305.475.143,41
4	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – ELETRONORTE	1.020.644.184,46
5	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.	946.255.641,26
6	CEMIG Geração e Transmissão S.A.	491.081.267,20
7	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT	482.300.132,79
8	Transmissora Sudeste Nordeste – TSN	393.801.687,65
9	NOVATRANS Energia S.A.	370.483.558,89
10	Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. – EATE	306.678.848,08

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)



TABELA B.5. – Duração máxima admissível para desligamento programado (DP) e outros desligamentos (OD); Número máximo admissível de OD; Fator multiplicador para DP e OD para instalações da RB

Ativos da FT	Família	Padrão de Duração de Desligamento		Padrão de Frequência de OD (desl./ano)	Kp ano 2	Ko ano 2
		DP (hora/ano)	OD (hora/ano)			
LT	≤ 5 Km*	26,0	0,5	1	10	150
	> 5 Km e ≤ 50 Km*	26,0	1,4	1		
	> 50 Km 230 kV	21,0	2,5	4		
	345 kV	21,0	1,5	3		
	440 kV	38,0	2,8	3		
	500 kV	38,0	2,3	4		
	750 kV	38,0	2,3	4		
	Cabo Isolado*	54,0	22,0	-	2,5	50
TR	≤ 345 kV	21,0	2,0	1	10	150
	> 345 kV	27,0	2,0	1		
REA	≤ 345 kV	58,0	2,0	1	10	150
	> 345 kV	26,0	2,0	1		
CRE	*	73,0	34,0	3	7,5	150
CSI	*	333,0	17,0	3	2,5	50
CSE	*	20,0	6,0	3	7,5	150
BC	*	46,0	3,0	3	5	100

\* Qualquer nível de tensão. LT- Linha de Transmissão, TR- Transformador, REA- Reator, CRE- Compensador Estático, CSI- Síncrono, CSE- Série. BC- Banco de Capacitor.  
Ano 2 - Período que corresponde ao segundo ano de implantação da metodologia.

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

TABELA B.6 – Percentil de 25% da duração de desligamento

Ativos da FT	Família	Percentil de 25% da Duração de Desligamento	
		DP (hora/ano)	OD (hora/ano)
LT	≤ 5 Km*	4,3	0,1
	> 5 Km e ≤ 50 Km*	4,3	0,1
	> 50 Km 230 kV	3,8	0,14
	345 kV	3,8	0,15
	440 kV	6,7	1,1
	500 kV	6,7	0,36
	750 kV	6,7	0,36
	Cabo Isolado*	23,5	0,7
TR	≤ 345 kV	4,7	0,06
	> 345 kV	7,2	0,06
REA	≤ 345 kV	4,3	0,06
	> 345 kV	2,4	0,06
CRE	*	25,5	2,23
CSI	*	49,5	0,56
CSE	*	0,15	0,1
BC	*	5,0	0,06

\* Qualquer nível de tensão. LT- Linha de Transmissão, TR- Transformador, REA- Reator, CRE- Compensador Estático, CSI- Síncrono, CSE- Série. BC- Banco de Capacitor.

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)