
Universidade Estadual de Campinas
Instituto de Matemática, Estatística e Computação Científica
Departamento de Matemática Aplicada

**Otimização da Programação da
Manutenção dos Ativos de Transmissão do
Sistema Elétrico Brasileiro considerando
Penalidades por Indisponibilidade,
Restrições Sistêmicas e Logística das
Equipes Técnicas**

José Evangelista Araujo Neto

Mestrado em Matemática Aplicada - Campinas - SP

Orientador: Prof. Dr. Antonio Carlos Moretti

Otimização da Programação da Manutenção dos Ativos de Transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro considerando Penalidades por Indisponibilidade, Restrições Sistêmicas e Logística das Equipes Técnicas

Este exemplar corresponde à redação final da dissertação devidamente corrigida e defendida por **José Evangelista Araujo Neto** e aprovada pela comissão julgadora.

Campinas, 14 de Outubro de 2011.



Prof. Dr. Antonio Carlos Moretti
Orientador

Banca examinadora:

Prof. Dr. Antonio Carlos Moretti (FCA/UNICAMP)
Prof. Dr. Aurelio Ribeiro Leite de Oliveira (IMECC/UNICAMP)
Prof. Dr. Anibal Tavares de Azevedo (FEG/UNESP)

Dissertação apresentada ao Instituto de Matemática, Estatística e Computação Científica, UNICAMP, como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Matemática Aplicada**.

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA POR
MARIA FABIANA BEZERRA MÜLLER - CRB8/6162
BIBLIOTECA DO INSTITUTO DE MATEMÁTICA, ESTATÍSTICA E
COMPUTAÇÃO CIENTÍFICA - UNICAMP

Ar15o Araujo Neto, José Evangelista, 1977-
Otimização da programação da manutenção dos
ativos de transmissão do sistema elétrico brasileiro
considerando penalidades por indisponibilidade,
restrições sistêmicas e logística das equipes técnicas /
José Evangelista Araujo Neto. - Campinas, SP : [s.n.],
2011.

Orientador: Antonio Carlos Moretti.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de
Campinas, Instituto de Matemática, Estatística e
Computação Científica.

1. Programação (Matemática). 2. Confiabilidade
(Engenharia). 3. Programação heurística. 4. Energia
elétrica – Transmissão – Manutenção e reparos.
I. Moretti, Antonio Carlos, 1958-. II. Universidade
Estadual de Campinas. Instituto de Matemática,
Estatística e Computação Científica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em inglês: Optimization of maintenance programming of transmission assets of the brazilian electric power system considering penalties for unavailability, systemic constraints and logistics technical teams

Palavras-chave em inglês:

Programming (Mathematics)

Reability engineering

Heuristic programming

Eletric power transmission - Maintenance and repair

Área de concentração: Matemática Aplicada

Titulação: Mestre em Matemática Aplicada

Banca examinadora:

Antonio Carlos Moretti [Orientador]

Aurelio Ribeiro Leite de Oliveira

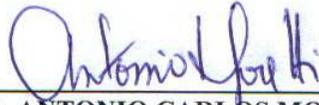
Anibal Tavares de Azevedo

Data da defesa: 14-10-2011

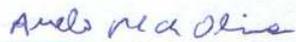
Programa de Pós-Graduação: Matemática Aplicada

Dissertação de Mestrado defendida em 14 de outubro de 2011 e aprovada

Pela Banca Examinadora composta pelos Profs. Drs.



Prof.(a). Dr(a). ANTONIO CARLOS MORETTI



Prof.(a). Dr(a). AURELIO RIBEIRO LEITE DE OLIVEIRA



Prof.(a). Dr(a). ANIBAL TAVARES DE AZEVEDO



Agradecimentos

Agradeço...

A Deus por sempre me iluminar e colocar as pessoas certas em meu caminho.

Aos meus pais e às minhas irmãs.

À toda minha família e amigos.

Ao professor Moretti pela orientação e atenção despendida.

Aos professores Aurelio Ribeiro Leite de Oliveira e Anibal Tavares de Azevedo pela participação na banca de defesa.

À Eletrobras Furnas, através do Departamento de Operação do Sistema, pelo apoio na realização deste trabalho.

Muito obrigado!

Resumo

Uma empresa de energia elétrica tem por obrigação garantir a continuidade e a qualidade do serviço prestado. A fim de incentivar a qualidade do serviço, a ANEEL introduziu penalidades nos contratos com as concessionárias de serviços públicos de transmissão de energia elétrica caso as instalações de transmissão sejam desligadas, por acidente, falha de equipamento ou manutenção programada.

Abordagens tradicionais de manutenção em sistemas de transmissão de energia elétrica se baseiam em ações realizadas periodicamente, ou programadas, de acordo com uma análise de necessidades. Embora essas abordagens tenham o objetivo de melhorar o desempenho destes sistemas, geralmente não há uma avaliação precisa do impacto das ações de manutenção na confiabilidade dos mesmos relacionada aos recursos empregados, bem como penalidades legais decorrentes.

O objeto assim formulado caracteriza-se como um problema de otimização combinatória com o objetivo de encontrar o encadeamento das ações de manutenções que minimizem os recursos utilizados em manutenções e garanta um nível de confiabilidade desejado para o Sistema Elétrico.

Este trabalho propõe uma abordagem para enfrentar este problema baseada na relação confiabilidade/custo com a perspectiva de encontrar as melhores estratégias para a realização de manutenções em equipamentos (ativos) de transmissão de energia elétrica, apresentando um modelo matemático para a confecção de um calendário viável (que respeite às restrições do Sistema Elétrico) para programação de manutenção nestes ativos e metodologia de otimização para encontrar as melhores soluções em um

determinado horizonte de planejamento.

Palavras-chave: Programação (Matemática), Confiabilidade (Engenharia), Programação Heurística, Energia Elétrica - Transmissão - Manutenção e Reparos.

Abstract

A electric power company is required to ensure continuity and quality of the provided service. To promote the quality of service, ANEEL introduced penalties in contracts with the electric power companies if transmission facilities are turned off by accident, equipment failure or programmed maintenance.

Traditional approaches to maintenance of electric energy transmission systems are based on actions performed periodically, or programmed, in agreement with an analysis of needs. Although these approaches have the goal of improving the performance of these systems, generally there is not an accurate assessment of the impact of maintenance actions on the reliability of those actions related to the employed resources, as well as current legal penalties.

The object thus formulated is characterized as a combinatorial optimization problem with the objective to find the sequence of maintenance actions that minimize the resources used in maintenance, ensuring a level of reliability desired for the Electric System.

This work proposes an approach to address this problem based on the relationship reliability/ cost with the prospect of finding the best strategies for performing maintenance on equipment (assets) of electricity transmission, presenting a mathematical model for finding a feasible schedule (which respects the constraints of the Electric System) maintenance programming for these assets and optimization methodology to find the best solutions in a given planning horizon.

Keywords: Programming (Mathematics), Reability (Engineering), Heuristic Programming, Eletric Power Transmission - Maintenance and Repair.

Sumário

Agradecimentos	v
Resumo	vii
1 Introdução	1
1.1 O Problema	1
1.1.1 Marco Regulatório	1
1.1.2 O Problema de Programação da Manutenção	3
1.2 A Proposta	4
1.3 Delimitação do Estudo	6
1.4 Metodologia Desenvolvida	7
1.5 Relevância da Pesquisa	8
1.6 Estrutura do Trabalho	8
2 Fundamentação Teórica	11
2.1 Considerações Iniciais	11
2.2 Manutenção	11
2.2.1 Processo Evolutivo	11
2.2.2 Políticas	14
2.2.3 Metodologias	16
2.2.4 Padrões de Falha	19
2.2.5 Análise de Modos e Efeitos de Falhas	21

2.3	O Sistema Elétrico Brasileiro	26
2.3.1	Introdução	26
2.3.2	Um Breve Histórico do Setor Elétrico Brasileiro	27
2.3.3	O Sistema Elétrico Nacional	31
2.3.4	O Sistema de Transmissão Brasileiro	33
2.4	Processos de Markov	36
2.4.1	Introdução	36
2.4.2	Conceitos Aplicados	38
2.5	Técnicas de Teoria Econômica Aplicada	39
2.5.1	Gestão do Conflito de Escolha	39
2.5.2	Gerenciamento de Ativos de Sistemas Elétricos de Potência	40
3	O Modelo para Programação da Manutenção do Sistema Elétrico	43
3.1	Considerações Iniciais	43
3.1.1	Introdução	43
3.1.2	Conceitual da Modelagem da Programação de Manutenção	44
3.2	O Modelo Multicritério	47
3.2.1	Introdução	47
3.2.2	Modelo Estocástico para Determinação de Falhas	48
3.2.3	Descontos e Adicionais Legais	52
3.2.4	Determinação do intervalo ótimo entre manutenções	56
3.3	O Modelo Determinístico	58
3.3.1	Introdução	58
3.3.2	Parâmetros de Entrada	59
3.3.3	Variáveis	61
3.3.4	Modelo Matemático	62
4	Técnicas de Solução	65
4.1	Considerações Iniciais	65
4.2	Método Exato Branch and Bound	66

4.3	Heurísticas e Meta-Heurísticas	67
4.3.1	Introdução	67
4.3.2	Busca Tabu	69
4.3.3	Algoritmo Genético	70
4.3.4	Meta-heurística Colônia de Formigas	72
4.3.5	Simulated Annealing	74
4.4	Heurística Construtiva Desenvolvida	76
4.4.1	Introdução	76
4.4.2	Algoritmo	76
4.5	Considerações Finais	77
5	Estudo de Caso	79
5.1	Considerações Iniciais	79
5.2	Objeto do Estudo	80
5.2.1	Introdução	80
5.2.2	Preparação do Estudo	80
5.2.3	Seleção do Objeto	81
5.2.4	Análise das Funções e Falhas Funcionais	82
5.2.5	Análise das Funções e Falhas Funcionais	84
5.2.6	Seleção de Tarefas de Manutenção Preventiva	86
5.3	Detalhes da Implementação e Parametrização dos Modelos	88
5.3.1	Introdução	88
5.3.2	Modelo Determinístico	89
5.3.3	Modelo Multicritério	91
5.3.4	Técnicas de Solução Empregadas	93
5.4	Testes Computacionais	95
5.4.1	Introdução	95
5.4.2	Resultados	97
5.4.3	Outros Dados de Saída	104

5.4.4	Dados Relativos Consolidados	107
5.4.5	Comparação dos Métodos de Solução	109
5.5	Avaliação dos Resultados	111
5.5.1	Introdução	111
5.5.2	Metodologia	112
5.5.3	Modelo	113
5.5.4	Técnicas de Solução	114
6	Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros	117
6.1	Conclusões	117
6.2	Trabalhos Futuros	118
	Referências Bibliográficas	121
	Anexo A: Objeto do Estudo	132
	Anexo B: Detalhes da Implementação e Parametrização dos Modelos	135
	Anexo C: Testes Computacionais	137
	Anexo D: Diagramas Unifilares	146
	Anexo E: A Resolução da ANEEL 270/2007	153

Capítulo 1

Introdução

1.1 O Problema

1.1.1 Marco Regulatório

Até o ano 1998, todo marco regulatório do Sistema Elétrico Brasileiro era definido num imenso fórum coordenado pela ELETROBRAS no qual participavam todas as empresas (em geral estatais) que nele operavam, chamado GCOI (Grupo Coordenador da Operação Interligada). O faturamento destas empresas era obtido através da venda direta de energia elétrica entre si ou a um consumidor direto. Todo o parque de transmissão era somente um meio de viabilizar este objetivo e a intenção de manter uma boa política de manutenção, tinha somente a função de não prejudicar este fim além de manter a confiabilidade do próprio sistema onde ele estava inserido.

No período entre 1998 e 2002 foi implantado um novo modelo em que foram inseridos novos agentes tais como ONS (Operador Nacional do Sistema), MAE (Mercado Atacadista de Energia) e ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e todo o arcabouço legal necessário ao suporte dos novos negócios de geração, transmissão e distribuição e das atividades de compra e venda de energia elétrica, levando em conta as características do ambiente competitivo com atuação de agentes privados e estatais. Neste período também é discutida a possibilidade de remuneração da empresa pela

disponibilidade operativa de suas redes de transmissão como uma espécie de pedágio da energia vendida. Nesta fase, foi arbitrado que somente novos investimentos seriam remunerados.

Em março de 2004, o Governo estabeleceu as diretrizes para construção de outro modelo para o setor elétrico, buscando a segurança no suprimento, modicidade tarifária e universalização do atendimento. O MAE foi substituído pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), observando uma tendência de fortalecimento do Ministério das Minas e Energia, no que tange às decisões estratégicas do setor.

Em 03 de Junho de 2008, entra em vigor a resolução da ANEEL 270/2007 e a rotina operacional do ONS RO-AO.BR.05 que tem como objetivo a apuração dos desligamentos, restrições operativas temporárias, cancelamentos e períodos de utilização de equipamentos reservas remunerados em instalações de transmissão. A partir desta data todos os equipamentos com tensão maior ou igual 230 kV pertencentes às empresas do setor elétrico passaram a gerar receitas dependendo de sua disponibilidade.

Neste contexto, as áreas de manutenção das concessionárias de energia elétrica, passaram a ter um lugar de destaque e com isso estão cada vez mais exigidas a responder aos desafios que se apresentam, sendo que essas respostas passam indubitavelmente pela melhoria da relação custo/benefício das atividades de manutenção. Assim, os dois grandes desafios atuais das áreas de manutenção em ordem de prioridade são: garantir a qualidade de energia elétrica, através da confiabilidade e disponibilidade dos equipamentos; minimizar os custos de manutenção.

Logo, a boa gestão dos ativos de transmissão e da atuação da manutenção sob os mesmos se tornou um tema de grande relevância no cotidiano das empresas. Ir-se-á considerar que os ativos de transmissão são os equipamentos de transmissão das empresas do setor elétrico, ou seja, linhas de transmissão, transformadores de potência, banco de capacitores, compensadores síncronos, reatores etc.

1.1.2 O Problema de Programação da Manutenção

Um processo adequado de solução de um problema requer, antes de tudo, o reconhecimento do seu grau de complexidade. Por outro lado, a complexidade de um problema pode ser observada nos diversos aspectos que o cercam, tais como as suas várias dimensões (técnica, econômica, financeira, social etc), os interesses das partes envolvidas no processo de decisão, nas incertezas presentes no problema e na urgência da obtenção da solução.

No caso em estudo, o problema proposto pode ser definido como o relacionado com a programação da manutenção vivenciado por um sistema que possua um conjunto de equipamentos, sujeito à restrições elétricas, sazonais, legais, de segurança, logísticas etc. Desta forma, a solução será encontrar uma seqüência de calendário viável de retirada de equipamentos para manutenção, de modo compatível com a utilização dos recursos disponíveis e de acordo com as demais características e restrições impostas.

Entretanto, planejar o momento mais propício para realizar a intervenção de manutenção é uma tarefa complexa que dificulta a implantação de avaliações sistematizadas que possam orientar ações estratégicas visando a otimização dos resultados para o conjunto das empresas do setor elétrico. As concessionárias têm que lidar com aspectos relacionados à indústria da energia elétrica, onde a indisponibilidade de equipamentos e até mesmo de sistemas auxiliares são decisões de peso e que podem impactar fortemente seus resultados. Em alguns casos a questão é particularmente difícil. A solução envolve várias características do problema, sendo que cada uma pode ser interpretada como sendo uma função a ser satisfeita. Espera-se que a mesma contemple: maximizar a utilização da capacidade logística das diversas equipes de manutenção; maximizar a disponibilidade e confiabilidade dos equipamentos para o Sistema Elétrico; minimizar as perdas e custos financeiros decorrentes dos processos de manutenção. A solução, também, está condicionada à restrições de ordem sistêmicas determinadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Além disso, ao tornar o processo de definição da programação mais direto e transparente, outras características específicas poderão ser

alcançadas.

Quanto a complexidade de encontrar soluções para o problema de programação de manutenção é, no mínimo, exponencial na medida em que cada intervalo de programação apresenta 2^{mn} possíveis soluções (onde m é número de períodos de tempo do calendário de programação e n é o número de equipamentos). Além disso, o problema apresenta semelhanças com problemas do tipo NP-Completo, ou seja, não foi provado que existam algoritmos com tempo de execução limitada por uma função polinomial (de ordem do número de variáveis) que solucione este problema.

Além disso, grandes empresas com unidades (estações) territorialmente dispersas dependem ainda mais da eficiência das boas práticas de programação, uma vez que sua principal vantagem competitiva, a integração, por vezes pode não se consubstanciar em planos de manutenção que são capazes de maximizar os resultados corporativos. Nestas empresas, a interação existente entre as atividades de manutenção, operação e logística permite maior flexibilidade e amplia as possibilidades de ganhos advindos da integração, porém exige que a mesma se dê de forma bastante articulada e sincronizada. Ações associadas a planos de contingência devem ser implementadas para solucionar ou amenizar os problemas verificados e, para tal, deverão estar disponíveis alternativas para fontes de suprimento e recursos logísticos, previamente definidos durante a fase de planejamento.

Logo, fica evidente a necessidade de desenvolvimento de ferramentas para gerenciamento integrado da elaboração de cronogramas de programação de manutenção dos ativos de transmissão do Sistema Elétrico Nacional.

1.2 A Proposta

O principal objetivo deste trabalho é apresentar uma solução inovadora e ao mesmo tempo bastante adequada para o problema de programação de manutenção no novo cenário do setor elétrico que se iniciou após o início da vigência da resolução 270/2007 da ANEEL. Neste novo cenário, a política de operação e manutenção dos

ativos elétricos se tornou peça fundamental na obtenção de melhores resultados financeiros para todas as empresas do setor.

Daí vem a visão de modelar a relação da atividade de manutenção nestes ativos com intuito de otimizar os recursos envolvidos neste processo, bem como maximizar a disponibilidade e confiabilidade dos mesmos. Pretende-se abordar e discutir os aspectos técnicos que influenciam na solução completa e integrada do problema de programação de manutenção no setor elétrico, tais como a maximização do aproveitamento das oportunidades legais, gerenciamento de custos e recursos em geral, a problemática da distribuição de capacidade logística ao longo do tempo e o atendimento aos compromissos com os consumidores. Pode-se adiantar que o modelo matemático proposto poderá ser utilizado como um simulador, auxiliando em avaliações de ganhos que o sistema de programação poderia obter a partir de alterações na execução, sintonia e encadeamento das atividades de manutenção.

Entende-se que a boa execução do processo de programação crie condições mais favoráveis ao direcionamento correto das ações de manutenção, por meio de uma atuação em custos mais consistente e coerente com os ganhos advindos de uma adequada distribuição da capacidade disponível de recursos, pois, esta adequação é condição necessária para a obtenção de um bom nível de atendimento às demandas do sistema elétrico, conseqüentemente, para o aumento da capacidade de geração de receitas. Assim, outro aspecto que será relevado é o relacionamento entre as diferentes atividades envolvidas nas decisões. A crescente demanda por competitividade, por exemplo, vem exigindo cada vez mais esforços na redução de custos e, na busca deste objetivo, por diversos motivos, não é raro observar-se situações de conflito entre atividades, ou até mesmo pessoas, no interior das empresas do setor elétrico, interferindo sobre o clima de cooperação que deve estar sempre presente para o sucesso do negócio. Sem pretender substituir as atribuições dos decisores, a utilização de uma ferramenta de apoio às tomadas de decisão permite que o balanceamento das limitações e demandas das diversas atividades envolvidas no problema seja tratado de forma objetiva, viabilizando um caminho a mais para auxiliar na solução das situações de conflito.

Por último, como objetivo estratégico fundamental, encontra-se a busca dos melhores resultados possíveis no longo prazo. Deve-se manter um balanceamento adequado das decisões que interferem sobre os resultados de curto, médio e longo prazos para a empresa. Ou seja, a necessidade de se manter um comportamento responsável em relação ao futuro, buscando sempre, como função objetivo predominante, a maximização do valor dos ativos e evitando posturas imediatistas que aumentam os ganhos no curto prazo, mas que podem comprometer gravemente o sucesso da empresa no futuro.

Avaliando todos estes critérios, serão adaptadas e desenvolvidas ferramentas e inferências técnicas para elaboração e otimização de um modelo matemático para confecção de um calendário viável (e com alguma definição de tarefas) para programação de manutenção dos ativos de transmissão e que minimize custos e perdas, além de maximizar a logística das equipes de manutenção. Acredita-se que o presente trabalho possibilite fornecer dispositivos que eventualmente poderão servir como um embrião de modelo otimizador da programação de manutenção do setor elétrico brasileiro.

1.3 Delimitação do Estudo

De modo simplificado, existem dois tipos de manutenção, a programada e a não-programada. A manutenção não-programada abrange toda atividade não programada de manutenção e são efetuadas em consequência de uma falha ocorrida. Por outro lado, a manutenção programada tem como finalidade evitar falhas de componentes que possuem comportamento de falhas previsíveis. Em geral, a manutenção programada pode ser realizada em dois níveis. Em um primeiro nível, as atividades de manutenção podem ser realizadas com o equipamento disponível para operação, enquanto em um segundo nível, o equipamento necessita estar indisponível. Neste trabalho, estamos interessados apenas na manutenção programada de segundo nível.

Segundo [21], as práticas de manutenção sejam em situação emergencial ou numa situação programada, utilizam um desses três procedimentos: **substituição**

(realiza-se a troca completa do equipamento ou de seus componentes); **reparo mínimo** (inspeciona-se o equipamento e se reparam ou se trocam apenas os componentes falhados ou com defeito, garantindo a operação do equipamento por mais um tempo); **reforma** (executa-se a troca de componentes e fazem-se reparos, melhorando os índices de confiabilidade, embora não obtendo tão bons resultados como na substituição). Neste estudo, não será abordada a substituição de equipamentos, pois entende-se que algumas atividades de manutenção não são adequadamente tratadas em planos de programação, sendo estas ações de planejamento. Assim como as atividades de manutenção que se repetem com baixa frequência (a cada três ou cinco anos, por exemplo), mas que podem apresentar alto impacto em custos, receitas, eficiência e capacidade de atendimento aos compromissos com consumidores e fornecedores.

Portanto, não se pretende sugerir, modificar e ou inferir novas políticas e metodologias para execução de manutenções, bem como interferir na gestão pessoal e logística das equipes técnicas envolvidas. Visa-se, uma vez informadas estas e demais elementos da cultura empresarial do setor, promover o uso racional, concatenado e a aplicação global dos recursos destinados à manutenção, concomitante com a redução das perdas envolvidas nos processos desta.

1.4 Metodologia Desenvolvida

O primeiro passo para o desenvolvimento do método proposto é a determinação do objeto do estudo (peça do sistema elétrico que será tomada como base do estudo). Daí executa-se a consulta ao banco de dados existente com o detalhamento das manutenções realizadas e falhas ocorridas nos equipamentos do objeto do estudo em anos anteriores. Para tratar os dados apurados serão utilizadas técnicas do que vem a ser a Manutenção Centrada em Confiabilidade. Este banco de dados formatado abastecerá o modelo de programação de manutenção do objeto do estudo.

No segundo passo será confeccionado um modelo matemático de programação de manutenção. Neste, serão considerados as restrições de cada estação, ou grupo

de equipamentos da estação, bem como as restrições de caráter sistêmico, logístico, climático, de segurança, sazonal, de coordenação de desligamentos etc. Serão, também, avaliados os vários componentes do custo das manutenções tais como valor hora-homem, preço de materiais, diárias, parcela variável etc.

Como passo final, se executará a implementação da resolução do modelo de programação de manutenção. Em virtude das características do problema, foram testadas as meta-heurísticas do Simulated Annealing e do Algoritmo Genético para realizar esta tarefa. O argumento de saída pretende-se ser o calendário ótimo viável programação manutenção preventiva do objeto do estudo num determinado horizonte de tempo.

1.5 Relevância da Pesquisa

O presente trabalho propõe a produção de ferramentas que permitirão as concessionárias de energia elétrica aperfeiçoar a gestão dos recursos empregados na sua atividade de manutenção bem como diminuir de maneira significativa as perdas de recursos ligadas a estas.

Outra conseqüência da aplicação prática deste projeto é o aumento da confiabilidade e da disponibilidade dos equipamentos do Sistema Elétrico Nacional. Tal característica é de vital importância devido aos enormes prejuízos sociais e econômicos, perdas incalculáveis e ao desgastes institucional e político causados por blecautes de grande vulto.

Em virtude da importância da indústria de energia elétrica para economia do país acredita-se que este estudo poderá contribuir para melhoria de sua eficiência.

1.6 Estrutura do Trabalho

Este capítulo tratou da introdução e descrição do problema da pesquisa, apontando a delimitação do estudo e identificando a importância do tema e a metodolo-

gia a ser utilizada.

O capítulo seguinte apresenta o referencial teórico (revisão bibliográfica) dos diversos temas multidisciplinares relevantes ao problema estudado. Expõe o referencial teórico sobre manutenção empregado neste trabalho de pesquisa retrata, contextualiza e descreve os aspectos e as singularidades relevantes do Sistema Elétrico Brasileiro.

O Capítulo 3 descreve o modelo matemático desenvolvido na pesquisa.

O Capítulo 4 se destina à apresentação dos métodos de solução para o problema.

Já o capítulo seguinte dedica-se a determinação do objeto do estudo, apuração e tratamento dos dados de entrada, determinação dos parâmetros do modelo proposto, descrição dos detalhes de implementação e resultados dos testes computacionais realizados.

Finalizando, o Capítulo 6 apresenta as conclusões de todo o desenvolvimento desta pesquisa, além disso, expõe o conjunto de sugestões para trabalhos futuros que se interessarem em abordar e ou completar o conhecimento e resolução do problema proposto.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

2.1 Considerações Iniciais

O objetivo deste capítulo é estabelecer o referencial teórico necessário à exploração do tema deste estudo. A pesquisa poderia ater-se somente à consulta de trabalhos de uma determinada área de especialização e de atuação. Entretanto a proposta do trabalho determinou a ampliação do foco das consultas para várias linhas de pesquisa, encontrando trabalhos que tratam das questões relacionadas com a problemática da manutenção bem como a questões ligadas com a programação e otimização. Por meio da investigação bibliográfica desenvolvida pretende-se estreitar as diferenças e o distanciamento existente entre essas áreas.

2.2 Manutenção

2.2.1 Processo Evolutivo

Segundo [51] a função manutenção, em tempos de intensa competição e de sobrevivência entre mercados globalizados internos e externos, vem recebendo especial atenção dos mais diversos setores de atuação de uma empresa, especialmente a partir das últimas décadas do século passado, alcançando praticamente todos os níveis

hierárquicos. Isso ocorre em razão da necessidade fundamental de controle de custos operacionais, os quais os de manutenção fazem parte e representam um dos grandes componentes de custos controláveis. Entretanto, a manutenção não é um conceito novo; ela acompanha toda a história da evolução de equipamentos, desde o desenvolvimento das primeiras máquinas a vapor até a evolução dos itens físicos.

Para a Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, resumidamente, manutenção é “a combinação de todas as ações técnicas e administrativas, destinadas a manter ou recolocar um item em um estado no qual possa desempenhar uma função requerida” [7].

Em [59] é relatado que o processo de gerenciamento da manutenção sofreu importantes transformações em seus métodos no decorrer de sua evolução, principalmente nos últimos trinta anos, talvez mais do que qualquer outra atividade de gerenciamento. As mudanças ocorridas nesse período, seja pelo crescimento das expectativas de manutenção, seja pelas mudanças de visão sobre o modo de ocorrência das falhas ou das técnicas de manutenção, podem ser caracterizadas por quatro gerações distintas, todas, como sempre, fruto da necessidade de racionalização e otimização imposta por períodos de crise.

De acordo com [6] a primeira geração da manutenção, assim como o maquinário, teve início com a construção das primeiras máquinas têxteis, por volta do século XVI, perdurando até a Segunda Guerra Mundial. Segundo [43] a indústria, nesse período, caracterizava-se como pouco mecanizada, os equipamentos eram simples e de fácil conserto, além de o volume de produção não ser prioritário, em razão da conjuntura econômica da época. Nesse contexto, as condições eram propícias para a adoção da forma mais elementar de manutenção, a manutenção não-planejada, caracterizada pela atuação somente após a ocorrência da falha, ou seja, manutenção corretiva (MC).

Para [59] o período pós-guerra trouxe consigo a segunda geração da manutenção. Nessa fase, a tolerância com atrasos diminuiu e a exigência de produtividade aumentou, em razão, sobretudo, das pressões originadas da guerra. Como conseqüência, houve um forte aumento da mecanização das indústrias e os equipamentos, de simples e robus-

tos, passaram a complicados, exigindo uma metodologia de manutenção mais apurada. Então, começou a evidenciar-se a necessidade de maior disponibilidade, bem como de maior confiabilidade, a fim de se garantir maior produtividade. Segundo [50] nesse cenário, idealizou-se a idéia de que as falhas poderiam e deveriam ser prevenidas, o que resultou no conceito da manutenção preventiva (MP), caracterizada pela substituição sistemática de itens com base em intervalos ou ciclos predeterminados.

A terceira geração da manutenção teve seu início na década de 1970, avançada pelo processo de mudanças ocorrido nessa época nas indústrias. De acordo com [59], tais transformações podem ser classificadas em três áreas principais, quais sejam: a expectativa de crescimento da função manutenção; o melhor entendimento do modo como o equipamento falha e o aumento da gama de técnicas e ferramentas de gerenciamento da manutenção. Essa inevitável evolução deu-se sobretudo pelas novas exigências de mercado que em virtude da globalização e da concorrência internacional determinaram a necessidade de redução de custos operacionais.

De acordo com [59] a geração atual é, ainda, o berço das maiores contribuições relacionadas às metodologias de gestão da manutenção, abrangendo desde o surgimento das primeiras técnicas de monitorização da condição (manutenção preditiva - MPd), como aprimoramento da MP no princípio desta fase; a utilização de ferramentas de auxílio à decisão e a análise de risco; o surgimento do método de análise dos modos de falha e seus efeitos (Failure Modes and Effects Analysis - FMEA) e de sistemas especialistas; a maior atenção na fase de projeto a aspectos de confiabilidade e manutenibilidade, até a criação de grupos de trabalho multidisciplinares, com o envolvimento de todos os níveis hierárquicos da companhia, para o estabelecimento de metodologias mais eficientes no gerenciamento de ativos, tais como a Manutenção Preventiva Total e a Manutenção Centrada em Confiabilidade.

2.2.2 Políticas

Dentre as políticas tradicionais, a manutenção corretiva - MC - é a mais antiga e a mais utilizada, sendo empregada em qualquer empresa que possua itens físicos, seja qual for o nível de planejamento da manutenção. É caracterizada por ações curativas, não planejadas ou de emergência, exigidas para a restauração de um item a uma condição determinada.

Para [94] a MC surgiu no início da década de 1910, impulsionada pelo início da Primeira Guerra Mundial e pela Revolução Industrial imposta por Ford em 1913. Na época, apresentou-se como a solução para a maioria dos problemas existentes visto que se utilizavam máquinas robustas e simples, suficientes para atender à exigência de baixa demanda de produção.

Para [35] a vantagem oferecida pela MC é a não-exigência de planejamento, enquanto estratégia (embora até mesmo para a MC seja necessário certo nível de planejamento, quanto a ferramental, peças de reposição e técnicos treinados) para a execução das tarefas. Resulta, porém, num grande estoque de peças sobressalentes, em insegurança e paradas caras, inconvenientes e demoradas, além do desconhecimento do estado técnico do sistema.

As incertezas e transtornos causados pela adoção unicamente da MC foram aumentando gradativamente na indústria no início do século passado, o que culminou na necessidade de se ter uma planta mais confiável, que atendesse à demanda criada pela Segunda Guerra Mundial. As indústrias, nesses tempos, incorporavam maiores riscos; os equipamentos e máquinas tornaram-se mais complicados e de difícil restauração e as indisponibilidades constantes originadas pela MC não eram mais toleradas.

De acordo com [31], por volta de 1950, a indústria de aço alemã, incentivada e pressionada pela guerra, passou a entender que a falha poderia e deveria ser prevenida, ou seja, considerou-se que todos os itens possuem um tempo-limite de vida, exigindo revisões/restaurações programadas preventivas. Desde então, a revisão de itens passou a ser baseada em estatísticas de histórico de falhas e experiência de mantenedores, sendo

realizada em intervalos fixos de tempo ou ciclos transcorridos pelo item ou sistema. A essa política chamou-se manutenção preventiva - MP - ou manutenção baseada em intervalo/tempo.

Para a substituição de itens degradados em frequências predeterminadas, deve-se estabelecer a programação de ações prévias que garantam a realização dessas atividades com os equipamentos e itens certos e no tempo certo. Após o inventário dos equipamentos, define-se a priorização desses, objetivando-se maior eficiência e otimização dos recursos disponíveis. Assim, a correta implantação de programas de MP resulta em benefícios difíceis de serem alcançados por programas essencialmente corretivos, tais como: redução de estoques de sobressalentes e, por conseqüência, dos custos de estocagem; redução de falhas de grande escala (catastróficas) e dos riscos de acidentes de serviço; redução do número de paradas não-programadas.

Em contrapartida, aspectos não-favoráveis da MP também são originados ([35]): necessidade de um histórico de falhas extenso e, ao mesmo tempo, confiável; possibilidade de falhas de manutenção induzidas; manutenção excessiva para componentes com taxas de falhas muito mais baixas que a frequência da MP; necessidade de paradas para a realização das atividades.

As políticas de manutenção corretiva e preventiva tiveram um longo período de reinado absoluto no setor industrial por não dependerem de uma alta complexidade tecnológica de suporte para suas ações. Mas, no início da década de 1980, segundo [27], com um maior aperfeiçoamento da informática, motivado pela corrida espacial, foram sendo criadas ferramentas computacionais e novas tecnologias que permitiam uma capacidade de processamento cada vez maior. Esse contexto originou o surgimento da Manutenção Preditiva - MPd, que é baseada na monitoração dos sinais vitais do item, ou seja, por meio de um conjunto de atividades sistemáticas, promover-se o acompanhamento das variáveis ou parâmetros que indicam o desempenho dos equipamentos, visando, dessa forma, definir a necessidade ou não de intervenção ([105], [14]). Tais inspeções podem ser variadas, considerando desde a leitura visual de instrumentos do próprio item até a aplicação de métodos e técnicas mais apurados de investigação

disponíveis, tais como estudo de vibrações, análise de óleo, análise de estudo de superfícies, análises estruturais de peças, análise termodinâmica, entre outras.

Para [64], a MPd se baseia no monitoramento e coleta de dados para corrigir falhas potenciais antes da deterioração, quebra ou danos irreversíveis, por meio, primeiro, do estabelecimento do diagnóstico, detectando a irregularidade e quantificando a origem e a gravidade do defeito; segundo, pela análise de tendências, determinar os limites para a programação e execução dos reparos.

A MPd visa, fundamentalmente, solucionar velhas questões que acompanham a história da indústria, como: determinar antecipadamente a necessidade de manutenção, permitindo a programação das atividades; eliminar desmontagens desnecessárias; aumentar a vida útil e a disponibilidade dos equipamentos; reduzir as ações não planejadas; impedir o aumento dos danos e aumentar a confiabilidade dos equipamentos ([57]). Isso tudo resulta, em linhas gerais, em um melhor conhecimento, programação e planejamento da manutenção, na programação de estoques de peças, em tempos de manutenção otimizados e em condições do sistema mais constantes.

Entretanto essa política de manutenção apesar de sua inegável eficácia quando aplicada ao problema certo, do modo certo e na frequência certa, não pode ser aplicada a todo e qualquer item, possuindo também pontos desfavoráveis, como o de exigir um grande investimento de recursos tecnológicos ou humanos como mão-de-obra qualificada e treinada, tanto para a coleta como para o tratamento do grande volume de dados disponíveis.

2.2.3 Metodologias

Na busca da formulação de estratégias de manutenção tecnicamente mais viáveis e de melhor custo-benefício, foi da indústria que se originaram as duas metodologias de manutenção mais utilizadas em todo o mundo e com maior sucesso, a Manutenção Produtiva Total (MPT) e a Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC).

Para [43], a MPT é uma das metodologias mais modernas e mais utilizadas

na indústria, sendo conhecida desde 1970. E segundo [94] ela teve seus princípios desenvolvidos nos Estados Unidos, porém obteve reconhecimento mundial após o aprimoramento e sistematização feitos no Japão pela divisão de manutenção da Nippon Denso (Toyota), que lhe agregou princípios conhecidos da MP, Manutenção do Sistema de Produção, incorporados à Prevenção da Manutenção e à engenharia de confiabilidade.

Esta metodologia propõe uma nova ótica para a manutenção, na qual a função de manutenção é incorporada às atribuições do operador, aproveitando-se a sua habilidade e conhecimento para a preservação dos equipamentos, integridade das instalações e auxílio na manutenção, o que resulta, então, na sua nova denominação operador-mantenedor ([35], [103]). Em relação aos equipamentos, significa promover a incorporação da filosofia de Quebra Zero, Defeito Zero e Acidente Zero. Tais preceitos podem ser reforçados pela adoção de outras sistemáticas complementares. É o caso, por exemplo, da incorporação da Metodologia 5S ([43], [94]) e da Inspeção Sensorial de Ronda ([19]), as quais são fundamentadas e compatíveis com os princípios da MPT.

A MPT é uma metodologia amplamente utilizada em todos os ramos da indústria, mesmo que possuam características e peculiaridades distintas. Todavia, a sua implementação é fundamentada em cinco ações de trabalho conhecidas como os cinco pilares de sustentação da MPT, os quais norteiam a filosofia da metodologia. São eles ([39], [103]): incorporação de melhorias que aumentem a eficiência do equipamento individualmente; elaboração e estruturação da manutenção autônoma; estruturação de um sistema planejado para a manutenção; estruturação de um plano de treinamento multidisciplinar para operadores e mantenedores; implantação de um sistema de gerenciamento dos equipamentos.

Para [51] a implantação dessas ações visa, genericamente, aumentar a eficiência global dos equipamentos e reduzir os custos operacionais pela eliminação das perdas crônicas como causa da sua ineficiência. A eliminação das perdas nos equipamentos e processos, a melhoria das condições operacionais, o aumento da disponibilidade e a redução de custos são resultados que podem ser atingidos pela implementação dessa metodologia para equipamentos.

A confiabilidade de equipamentos e sistemas é hoje uma das principais preocupações nos diversos setores da indústria por focalizar os riscos à segurança operacional, ao meio ambiente e a otimização dos recursos. Todavia, a confiabilidade só começou a gerar interesse, de acordo com [31], a partir da abolição de políticas de manutenção puramente corretivas, em meados da década de 1950, com o surgimento da MP. Nessa época, as falhas eram caracterizadas pela curva da banheira (a ser definida na Seção 2.2.4), segundo a qual era necessário assegurar a confiabilidade por meio de revisões/restaurações. Essa concepção, levada ao extremo pela indústria aeronáutica americana, mostrou-se ineficiente e excessivamente dispendiosa.

Segundo [55], no início da década de 1960, formou-se um grupo de estudos, o Maintenance Steering Groups - MSG (Grupo de Direcionamento da Manutenção), liderado por Nowlan e Heap, reunido pela Federal Aviation Administration - FAA, órgão americano responsável pela regulamentação das linhas aéreas, com o intuito de avaliar os métodos de manutenção utilizados e propor alternativas para o incremento da confiabilidade. A alta ‘taxa de mortalidade infantil’, seguida de uma faixa de taxa de falha constante, finalizando com um aumento exponencial até o descarte, que representa a curva da banheira, foi considerada como padrão de representação da vida útil de equipamentos até o início da década de 1970. Então, verificou-se que cada vez mais equipamentos se caracterizavam por apresentarem modos de falhas distintos dos até então conhecidos. O Departamento de Defesa Americano, após requerer um relato do estado da arte da manutenção na aviação a Stanley Nowlan e Howard Heap, passou também a utilizá-lo. Tal relatório foi publicado em 1978, intitulado Reliability Centred Maintenance - RCM (Manutenção Centrada em Confiabilidade), e ainda hoje é um dos mais importantes documentos de gestão de equipamentos.

Em [29] MCC é definido como uma consideração sistemática das funções do sistema, o modo como estas funções falham e um critério de priorização explícito baseado em fatores econômicos, operacionais e de segurança, para a identificação de tarefas de manutenção aplicáveis e custo-eficientes. De acordo com [92] são considerados quatro, os objetivos da MCC: preservação da função do sistema; identificação das falhas

funcionais e de seus modos de falha; classificação e priorização das falhas funcionais analisando os modos de falha; seleção das atividades de manutenção preventiva segundo a viabilidade técnica e a eficiência, para a preservação das funções do sistema.

Outro paradigma levantado, questionado e derrubado mediante os estudos da MCC é o que convencionava que a maioria dos equipamentos se torna mais propensa a falhas à medida que envelhece. A manutenção tinha como único padrão de modo de falha a ‘curva da banheira’, na qual o envelhecimento e a ‘mortalidade infantil’ eram bem caracterizados. Essa relação entre idade e falha que pode ser predita é aplicável a alguns modos de falha, nos quais a idade está associada à fadiga e à corrosão. A evolução dos equipamentos, entretanto, deu origem a novos padrões de modos de falha, ([84], [99], [27], [85]).

2.2.4 Padrões de Falha

Definições:

1. Confiabilidade é a capacidade de um item desempenhar uma função especificada sob condições e períodos de tempo pré-determinados.
2. Falha é o término da capacidade de um item para desempenhar sua função requerida.
3. Disponibilidade é a probabilidade de que um sistema/item/equipamento usado sob certas condições, com uma política de manutenção corretiva, preventiva e/ou preditiva num meio adequado de apoio (ferramentas disponíveis, equipamentos de teste, peças de reposição, pessoal capacitado de manutenção, manuais adequados etc) irá operar satisfatoriamente por um período de tempo específico.
4. Taxa de falhas é a relação entre um incremento do número de falhas e o incremento correspondente de tempo, em qualquer instante da vida de um item.

Para [107], os padrões de falha representam a frequência de falhas em relação à idade operacional de um equipamento. A Manutenção Centrada em Confiabilidade

adota um modelo no qual seis padrões de falha são utilizados para caracterizar a vida de itens de um equipamento, os quais são ilustrados na Figura 2.1 ([60], [92], [48], [63]).

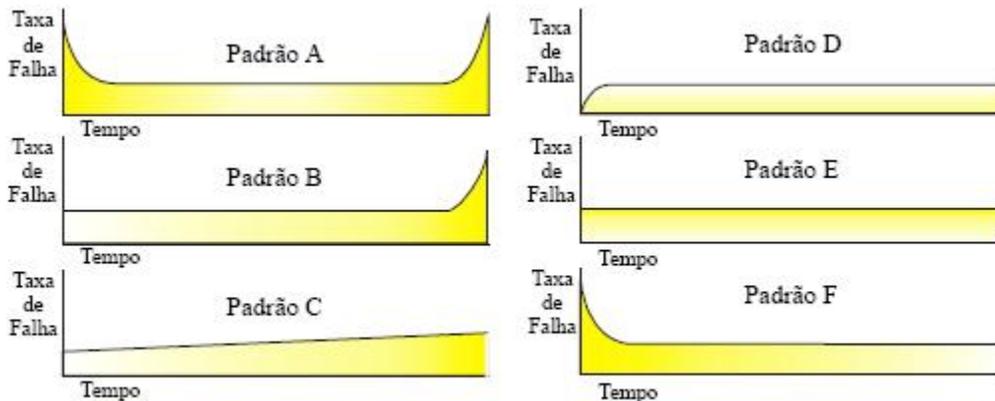


Figura 2.1: Padrões de Falha

O padrão A é conhecida como curva da banheira, assim designada devido ao seu formato característico. Nesse padrão, há uma elevada ocorrência de falhas no início de operação do item físico (mortalidade infantil onde as falhas são causadas principalmente por má especificação, mau projeto, má instalação ou por má fabricação de componentes), seguido de uma frequência de falhas constante (fase de maturidade ocorrem falhas por: ultrapassagens de resistências ainda não manifestadas na fase inicial; mau uso do equipamento; grandes ultrapassagens de resistências causadas por catástrofes) e, devido posteriormente um aumento na frequência (mortalidade senil que ocorre devido à degradação ou desgaste do item). Esse padrão descreve falhas relacionadas à montagem do equipamento, bem como a idade dos seus componentes.

O padrão B apresenta a probabilidade constante de falha, seguida de uma zona de acentuado desgaste no fim da vida útil. Componentes em equipamentos podem se comportar dessa maneira, principalmente, aqueles expostos a esforços cíclicos e repetitivos ou que entram em contato direto com a matéria-prima ou produto final. Assim o período ideal para o estabelecimento de manutenção programada para este

tipo de falha é aquele onde a taxa de falhas começa a aumentar rapidamente.

O padrão C apresenta um aumento lento e gradual da taxa de falha, porém sem uma zona definida de desgaste. Uma possível causa para a ocorrência deste tipo de falha é a fadiga.

O padrão D mostra baixa taxa de falha quando o item é novo e sofre posteriormente um rápido aumento da taxa de falha para um nível constante.

O padrão E mostra uma taxa de falha constante em qualquer período de tempo. Nesse padrão a natureza das falhas é aleatória.

A forma da curva do padrão F indica uma maior probabilidade de falhas quando o componente é novo ou imediatamente após a sua restauração, ou seja, inicia com alta mortalidade infantil, que eventualmente cai para uma taxa de falha constante, podendo também apresentar um aumento lento e gradual em vez de probabilidade constante.

Segundo [63] os padrões A, B e C podem estar geralmente associados à fadiga e corrosão. Os padrões A e B são típicos de componentes ou peças de máquinas individuais e simples. Já os padrões D, E e F são típicos de itens mais complexos.

2.2.5 Análise de Modos e Efeitos de Falhas

Em [93], um modo de falha é definido como qualquer evento que possa levar um ativo (sistema ou processo) a falhar. Para [38], o modo de falha está associado às prováveis causas das falha funcionais. Modos de falha são eventos que levam a uma diminuição parcial ou total da função do produto e de suas metas de desempenho.

De acordo com [60], a identificação dos modos de falha de um item físico é um dos passos mais importantes no desenvolvimento de qualquer programa que pretenda assegurar que o ativo continue a executar suas funções previstas. Quando em um sistema ou processo cada modo de falha for identificado, torna-se possível verificar suas conseqüências e planejar ações para corrigir ou prevenir a falha. Na prática, dependendo da complexidade do item físico, do contexto operacional e do nível em que está sendo

feita a análise, normalmente são listados de um a trinta modos de falha como causas da falha funcional.

Segundo [62] existem duas abordagens para levantar os modos de falha: funcional e estrutural. Para [80], a abordagem funcional é genérica, não necessita de especificações de engenharia. Já abordagem estrutural, de acordo com [107], necessita de informações de engenharia, as quais, muitas vezes, não estão facilmente disponíveis. Tanto na abordagem funcional como na abordagem estrutural, é muito importante que se tenha bem definida a função do componente, pois é referência para verificar quando o item está em falha ou não.

Para [60], os efeitos de falhas descrevem o que acontece quando um modo de falha ocorre. As combinações do contexto operacional, dos padrões de desempenho e dos efeitos, indicam que cada falha tem um conjunto específico de conseqüências a elas associadas. Se tais forem muito severas para a empresa, grandes esforços deverão ser realizados para evitar ou reduzir a falha. Porém, falhas que provoquem pequenas conseqüências não requerem que medidas pró-ativas sejam tomadas. Nesses casos, é sensato corrigir a falha após a ocorrência.

Assim, a análise da manutenção por essa ótica sugere que as conseqüências da falha são muito mais importantes do que as características técnicas. Dessa forma, qualquer tarefa só deve ser aplicada se tratar com sucesso as conseqüências das falhas e os meios de evitá-las. Segundo [67], a análise de modos e efeitos de falhas, traduzido do inglês FMEA (Failure Mode and Effects Analysis), foi desenvolvida inicialmente pelas forças armadas norte-americanas, tendo suas origens no procedimento militar MIL-P-1629. De acordo com [38], a técnica da FMEA é definida como um método da análise de projetos (de produtos ou processos, industriais ou administrativos) usado para identificar todos os modos potenciais de falha e determinar o efeito de cada um sobre o desempenho do sistema (produto ou processo), mediante um raciocínio basicamente dedutivo. Em [71] afirma-se que a manutenção está mais envolvida com o FMEA de processos, pois nessa fase os equipamentos estão instalados e operando.

Segundo [38], como objetivos da FMEA citam-se:

1. assegurar que todos os modos de falha e seus efeitos sobre o sistema sejam considerados;
2. listar potenciais falhas e a magnitude dos efeitos;
3. prever bases para estabelecer prioridades nas ações corretivas.

Para [82], o desenvolvimento da FMEA é fortemente documentado, permitindo padronizar procedimentos, realizar um registro histórico de falhas, que posteriormente poderá ser utilizado em outras revisões do processo ou do produto e priorizar projetos de melhoria. A FMEA pode ser conduzida a partir de duas abordagens. A primeira abordagem inicia a análise no nível de componente. A segunda inicia a análise a partir do sistema, descendo até o nível do componente.

As informações referentes a cada falha funcional são analisadas e repassadas a um banco de dados. No mesmo devem constar:

1. severidade (critério que quantifica a gravidade da falha potencial, analisando a consequência da falha e seu impacto no sistema);
2. ocorrência (critério que traduz de forma qualitativa a probabilidade de falha da função pretendida);
3. detecção (indicador da capacidade do operador ou da equipe de manutenção de detectar o modo de falha potencial antes do que sistema realmente falhe);
4. grau de risco (índice que permite uma hierarquização dos modos de falhas, que podem ser classificados em ordem decrescente de criticidade).

As escalas de avaliação de severidade, de ocorrência e de detecção dos modos de falha sugeridas por [48] podem ser vistas nas Tabelas 2.1, 2.2 e 2.3.

Para a condução de uma análise utilizando a FMEA de um sistema ou subsistema, algumas etapas devem ser seguidas. O processo de análise deve ser realizado por uma equipe multidisciplinar, com conhecimentos sobre o sistema a ser estudado.

Severidade	Severidade do Efeito	Índice
Muito alta	Envolve riscos à operação segura e/ou descumprimento dos requisitos legais	10 ou 9
Alta	O sistema se torna inoperante, porém não envolve riscos à segurança operacional ou descumprimento de requisitos legais	8 ou 7
Moderada	Se notará razoável deterioração no desempenho do sistema	6 ou 5 ou 4
Baixa	Se notará leves variações no desempenho do sistema	3 ou 2
Marginal	A falha não teria efeito real no sistema	1

Tabela 2.1: Severidade da Falha

Frequência de Falha	Possíveis Taxas de Falha	Índice
Muito Alta: a falha é quase inevitável	1 em 2 a 1 em 8	10 ou 9
Alta: falhas repetidas	1 em 20 a 1 em 40	8 ou 7
Moderada: falhas ocasionais	1 em 80 a 1 em 1.000	6 ou 5 ou 4
Baixa: poucas falhas	1 em 80 a 1 em 400	3 ou 2
Remota	≥ 1 em 10^6	1

Tabela 2.2: Frequência da Falha

Detecção	Detecção do Efeito	Índice
Indetectável	O modo de falha não será detectável com certeza	10
Muito baixa	O modo de falha é provavelmente muito pouco detectável	9
Baixa	Não é provável que o modo de falha seja detectável	8 ou 7
Moderada	Há 50% de chance de detectar o modo de falha	6 ou 5
Alta	Há boa chance de detectar o modo de falha	4 ou 3
Muito alta	O modo de falha será, certamente, detectado durante a operação do sistema	2 ou 1

Tabela 2.3: Detecção da Falha

A partir do conhecimento e identificação do sistema a ser analisado, bem como de suas funções e falhas funcionais, o processo de FMEA resume-se às seguintes atividades listadas:

1. identificação dos modos de falha;
2. identificação das potenciais causas de falha (com possibilidade de identificação da causa raiz da falha);
3. identificação dos potenciais efeitos da falha;
4. identificação da severidade do efeito da falha;
5. identificação da frequência de ocorrência dos modos de falha;
6. identificação da detecção dos modos de falha;
7. priorização dos potenciais modos de falha.

2.3 O Sistema Elétrico Brasileiro

2.3.1 Introdução

A energia elétrica surgiu no período imperial e foi trazida ao Brasil ainda neste período pelo imperador Dom Pedro II. Conhecido por seu gosto pelas inovações, ele convidou Thomas Alva Edison a introduzir os aparelhos e processos de sua invenção em nosso país. A partir daí, o uso da energia elétrica criou todo um leque de novos equipamentos, novas demandas, novas técnicas de produção e novos produtos.

Para um entendimento mais profundo do problema em estudo será necessário compreender algumas particularidades básicas sobre energia elétrica no Brasil. Tais como a natureza do serviço que se comercializa e o modo de produção desse serviço.

“Uma fonte energética que produza eletricidade sem garantia de disponibilidade a qualquer hora não tem vez nesse mercado. Como nosso sistema produz a maioria de sua eletricidade a partir da água, a produção potencial não pode ser garantida, pois pode não haver água suficiente. Isso exige a adoção de um critério que, através de uma hipótese conservadora, admitindo hidrologias pessimistas, explicita um risco de não atendimento. Esse tipo de critério, na realidade, existe em qualquer sistema elétrico, mas não com as complexidades e características probabilísticas necessárias aqui.” [4]

“Assim, por questões do predomínio hidroelétrico, de aspectos físicos, de critérios de garantia e de minimização de preços, todas as fontes conectadas ao sistema brasileiro, deixam de ser ‘independentes’ e passam a se ‘referenciadas’ ao conjunto de hidráulicas. Quando todas as usinas pertencem ao mesmo proprietário, isso é simples. No caso de diversos agentes, é extremamente complexo. Logo, conceitos intuitivos sobre o que seria um mercado de energia no Brasil são, em geral, muito equivocados.” [4]

Portanto, este capítulo tem o objetivo de apresentar, contextualizar e discutir as características tão específicas do Sistema Elétrico Brasileiro.

2.3.2 Um Breve Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

“Ao final do século XIX, a participação da eletricidade como fonte de energia era inexpressiva, devido à atividade econômica do país - sistematicamente agrária. No início do século XX, com o desenvolvimento das cidades de Rio de Janeiro e São Paulo, ocorreram investimentos de capitais estrangeiros para instalação de companhias de energia elétrica.” [2]

“A partir de 1920, com a economia voltada para a industrialização, o número de usinas hidrelétricas começou a ter um constante crescimento. Elas, por sua vez, estavam geralmente associadas às regiões de atividade industrial ou a locais definidos por concessão municipal. Até a década de 30, a presença do estado em tal paradigma era limitada apenas a conferir autorizações para seu funcionamento. Logo, estados e municípios gozavam de autonomia para estabelecer contratos e autorizações para as empresas privadas de energia.” [2]

Segundo [98], em 1934, foi promulgado o Código das Águas, que atribuiu à União o poder de autorizar ou conceder o aproveitamento de energia hidráulica, bem como outras fontes, para efeito de aproveitamento industrial. Com isso, todos os recursos hídricos foram incorporados ao patrimônio da união. Criou-se, em 1939, o Conselho Nacional das Águas (CNAE), afim de sanar os problemas de suprimento, regulamentação e tarifas referentes à indústria de energia elétrica do país. Depois da Segunda Guerra Mundial, em decorrência do processo de urbanização (Êxodo Rural), a demanda começou a ultrapassar a oferta, iniciando um processo de racionamento nas principais capitais brasileiras. Tais fatores passaram a impor um ritmo de crescimento na demanda que rompia seus parâmetros históricos, forçando à realização de mais investimentos em novas usinas hidrelétricas.

Ao longo da década de 50, de acordo com [2], praticamente todos os estados da federação constituíram empresas estatais de energia elétrica, a partir da absorção das empresas estrangeiras. Em 1957, o governo federal criou a Central Elétrica de Furnas, para atender o sudeste e, em 1961 a Hidrelétrica do Vale da Paraíba. Devido à

concentração populacional nos grandes centros urbanos, ocorreu uma propensão maior ao consumo de energia, aumentando ainda mais a quantidade de usinas hidrelétricas instaladas no país. Entre os anos 60 e 80, o setor de geração e transmissão de energia elétrica, em particular, obteve ganhos de produtividade. Nesse contexto, em virtude do crescimento anual do consumo na ordem de 10%, o governo decidiu executar dois grandes projetos que foram os das hidrelétricas de Tucuruí e Itaipu.

Para [98], devido à escassez de crédito nacional e internacional, a partir dos anos 80, os investimentos foram praticamente interrompidos, inclusive os de infraestrutura, como os do setor elétrico, que possuem longos períodos de maturação. Em particular, o esgotamento da política de financiamento desse setor, identificado no baixo nível tarifário e na eliminação das fontes de financiamento, desencadeou a necessidade de uma nova estrutura na política de financiamento para a sua expansão. Um fator adicional que contribuiu para a crise foi o comprometimento do setor elétrico com duas obras consideradas monumentais: Itaipu e o Programa Nuclear Brasileiro.

De acordo com [2], a preocupação com as projeções que apontavam um grande crescimento do consumo de energia elétrica na região Sudeste e o possível esgotamento dos recursos hidrelétricos até o final dos anos 80 fez o governo criar, em 1985, o Programa Nacional de Conservação de Energia (PROCEL), com o intuito de promover a racionalização da produção e do consumo, eliminando os desperdícios, reduzindo os custos e os investimentos setoriais. As condições de funcionamento do setor elétrico brasileiro estavam se deteriorando e as soluções alternativas encontradas foram se delineando no sentido de uma mudança qualitativa na atuação do Estado, quanto ao setor. Em 1992, o governo Collor lança o Plano Nacional de Desestatização (PND), que tinha como objetivo privatizar as empresas estatais, a começar pelo setor de energia elétrica. O processo se daria com a venda das concessionárias federais atuantes no ramo de distribuição.

Em [16] é ressaltado que o setor elétrico brasileiro era constituído de empresas verticalmente integradas, com a geração a transmissão pertencente ao governo federal e parte da distribuição aos Estados. Houve a criação do Conselho Nacional de

Desestatização (CND) em 1995 no governo de Fernando Henrique Cardoso. Com a privatização em um estágio mais avançado, o governo decidiu criar a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em substituição ao antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). A nova agência foi criada com o objetivo de analisar novas concessões, licitações e fiscalizar serviços prestados à população pelas empresas recém privatizadas. A ANEEL introduziu, pela primeira vez, a questão da regulação de mercado e o modo de operacionalização do mesmo. O setor de energia, além de ser um serviço fundamental para promover o crescimento e desenvolvimento econômico, necessita de um planejamento e fiscalização coordenados no sentido de promover o seu bom funcionamento, assim como a manutenção e realização de novos investimentos. O procedimento de coordenação para operação das geradoras passou a ser feito pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), substituindo a Eletrobrás nesta função.

O desaparecimento evidente do sistema de planejamento, de acordo [98] constituiu a principal causa da situação extrema do racionamento de energia. O sistema brasileiro possui grandes reservatórios em bacias com regimes híbridos, sendo concebido sob a lógica da gestão integrada de longo prazo. O consumo, entre 1990 e 2000, cresceu 49%; enquanto a capacidade instalada brasileira, 33%. O que gerou um déficit de investimentos na geração. Ficava evidenciada a deterioração da garantia de energia. Entre maio de 2001 e fevereiro de 2002, houve o racionamento de energia elétrica, que além de ter afetado o PIB (estima-se que as perdas chegaram a mais de vinte e cinco bilhões de dólares - segundo [81]), causou grande insatisfação por parte dos consumidores.

Para [16], o modelo do Sistema Elétrico implantado pelo governo FHC, pretendia criar uma estrutura totalmente privatizada, retirando do Estado qualquer poder ou capacidade de ação. Nesta perspectiva, tentou-se estruturar um modelo em que a energia elétrica seria uma mercadoria sujeita ao livre jogo das forças do mercado. O resultado deste modelo foi a elevação substancial das tarifas, desmonte da capacidade de planejamento do setor, proibição para investimentos das empresas públicas, tudo isto contribuindo e culminando com a crise de oferta de 2001.

Com o fracasso deste modelo, um novo foi proposto e consolidado. Neste a nova estrutura setorial para os serviços de energia elétrica pressupõe a constituição de um comprador majoritário através da associação de empresas de geração e transmissão de eletricidade. Essas poderiam ser controladas pelo Estado juntamente com outras empresas de porte e fins similares, que desejassem participar do grupo. Este grupo desempenha quatro funções prioritárias: coordenar e planejar a expansão, operar o sistema interligado e supervisionar os sistemas isolados, comercializar energia além de atuação executiva no desenvolvimento energético e inclusão social. E, praticamente assume todos os riscos de operação e de comercialização.

Retornou o papel do Ministério de Minas e Energia como órgão central de formulação da política pública e planejamento. Além da manutenção dos órgãos reguladores já vigentes, o Novo Modelo impôs a criação de outros três com funções diferentes:

1. Empresa de Pesquisa Energética (EPE) - elaboração de estudos (potencial energético, bacias hidrográficas, petróleo, gás natural) e planejamento (viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental), integrado dos recursos energéticos e à expansão do setor; execução de estudos para obter-se a Matriz Energética com indicação das estratégias e metas a serem alcançadas no longo prazo pelo setor;
2. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) - realização de ações como, por exemplo, a observação do comportamento da demanda, contratação de reserva conjuntural que visem a garantia da segurança do suprimento; monitorar as condições de atendimento dos serviços energéticos, num prazo de cinco anos;
3. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) - que atuará como intermediário entre geradoras e distribuidoras no que concerne à contratação de energia, sob a forma de um POOL, e nas garantias de pagamento dos contratos entre elas.

2.3.3 O Sistema Elétrico Nacional

“O Brasil tem estruturado um Sistema Interligado Nacional (SIN), que inclui o conjunto de instalações para geração e toda a infraestrutura de transmissão de energia elétrica que abrange a maior parte do território nacional: as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da Norte.

Há também os chamados Sistemas Isolados, conjunto de instalações para geração e transmissão de energia elétrica não conectados ao SIN. A maioria dos sistemas isolados fica na região amazônica.

Todos os sistemas elétricos são compostos por três fases principais: geração, transmissão e distribuição.” [95]

Geração

“Na fase de geração, a energia elétrica é produzida pelo aproveitamento de diversos recursos naturais. Água, gás natural, carvão, derivados de petróleo, biomassa, vento e irradiação solar, entre outros, são empregados para movimentar as turbinas e dar origem à energia elétrica.

No caso da geração hidrelétrica, a mais importante na matriz brasileira, uma instalação (usina) faz com que a energia potencial e cinética da água seja transformada em energia elétrica. A unidade geradora pode ser do tipo fio de água, sem represa, ou de regulação, com represa. No caso de uma central nuclear, a energia libertada a partir de combustível nuclear é convertida em energia elétrica. Nas centrais térmicas, a instalação converte a energia química, contida em combustíveis fósseis, sólidos, líquidos ou gasosos, em energia elétrica.” [95]

Transmissão

“A transmissão da energia gerada é realizada por uma rede de cabos de transmissão de alta voltagem suportados por torres. A rede é constituída por conexões realizadas ao longo do tempo de instalações inicialmente restritas ao atendimento ex-

clusivo das regiões de origem.” [95]

O segmento de transmissão no Brasil é operado por 55 concessionárias. São cerca de 900 linhas de transmissão que somam mais de 96 mil quilômetros nas tensões de 230, 345, 440, 500 e 750 kV em corrente alternada e ± 600 kV em corrente contínua.

Após ser gerada na usina a energia elétrica trafega nas redes de transmissão em tensão que varia de 88 kV a 750 kV. Ao chegar às subestações das distribuidoras, a tensão é rebaixada e, por meio de um sistema composto por fios, postes e transformadores, chega à unidade final em 127 volts ou 220 volts.

Algumas unidades industriais operam com tensões mais elevadas (de 2,3 kV a 88 kV) em suas linhas de produção e recebem energia elétrica diretamente da subestação da distribuidora (pela chamada rede de subtransmissão).

Distribuição

“A conexão e atendimento ao consumidor, qualquer que seja o seu porte são realizados pelas distribuidoras de energia elétrica. Além delas, as cooperativas de eletrificação rural, entidades de pequeno porte, transmitem e distribuem energia elétrica exclusivamente para os associados. Subestações alteram a tensão da energia elétrica recebida.” [95]

São instalações mantidas tanto por companhias transmissoras quanto distribuidoras. Energia distribuída é a energia efetivamente entregue aos consumidores conectados à rede elétrica de uma determinada empresa de distribuição. Essa rede pode ser aérea ou subterrânea.

“Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o país tem mais de 61,5 milhões de unidades consumidoras em 99% dos municípios brasileiros. Destas, a grande maioria, cerca de 85%, é residencial. O mercado de distribuição de energia elétrica é formado por 55 concessionárias, responsáveis pelo atendimento de mais de 61 milhões de unidades consumidoras.

As distribuidoras são o elo entre o setor de energia elétrica e a sociedade, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão todo o suprimento

destinado ao abastecimento no país.”[95]

2.3.4 O Sistema de Transmissão Brasileiro

“O sistema brasileiro é um dos maiores sistemas interligados do mundo. A distância norte - sul chega aproximadamente a 4.000 km. Imaginando-se esse mesmo sistema sobre o mapa da Europa, isso significaria interligar Lisboa a Helsinque na Finlândia.”[4] Também devido à extensão continental do Brasil o sistema de energia ganhou características peculiares pela vasta distribuição geográfica das fontes hidroelétricas, predominantes na matriz energética do país. Assim a geografia hidroelétrica de certa forma configurou o sistema de transmissão brasileiro.

Segundo [4], outra característica que a dimensão do país dá é a diversidade climática entre regiões, inclusive no regime de vazão dos rios, exigindo assim a integração dos diversos sistemas para aumentar a confiabilidade global. Isto confere ao sistema de transmissão brasileiro uma função praticamente inédita entre os sistemas elétricos mundiais, pois o mercado pode ser atendido por uma infinidade de gerações diferentes localizadas ao longo do território nacional. Ao possibilitar uma grande quantidade de possíveis despachos entre as regiões, o sistema de linhas faz um papel similar a um reservatório ‘ambulante’, pois é capaz de ‘realocar’ a reserva de água. As linhas, desde que corretamente dimensionadas, são capazes também de ‘esvaziar’ estrategicamente os reservatórios programando seus volumes de espera e transformando mais água da chuva em energia. Pode-se dizer que, quanto maior a ‘capilaridade’ do sistema de transmissão, maior a probabilidade de que as afluições em todo o sistema sejam transformadas em energia em algum momento.

Assim, por efeitos sinérgicos, a lógica de expansão da rede no Brasil não tem relação apenas com o atendimento ao consumidor. É preciso dimensioná-la de tal modo que, além de atender a demanda, a rede seja capaz de transferir grandes blocos de energia por longas distâncias. Em princípio, num sistema de base térmica, não há sentido em atender um mercado com usinas localizadas até 2000 km de distância, pois

ali, prevalece a ótica elétrica, onde as perdas são proporcionais à distância. No Brasil, isso faz todo o sentido, pois a lógica energética prevalece sobre a elétrica, apresentando compensações para essa decisão centrada numa opção de geração mais econômica.

Pode-se afirmar que a transmissão faz parte da ‘máquina’ que forma a energia que se comercializa. Em qualquer outro sistema elétrico, a capacidade quantitativa de fornecer energia das usinas não depende ou depende muito pouco do sistema de transmissão. No Brasil, imagine-se que, por ‘mágica’, se diminua a capacidade do sistema transportar energia e, imediatamente, além dos problemas no atendimento ao mercado, menos água poderia ser turbinada causando um decréscimo na quantidade de energia segura do sistema. O exemplo concreto desse fenômeno foi verificado no racionamento de 2001 quando as usinas da região Sul, apesar de poderem exportar energia para o Sudeste, não puderam fazê-lo por limitações do sistema de transmissão entre essas regiões. Evidentemente, naquele ano, milhões de metros cúbicos de água verteram desnecessariamente no Sul e, conseqüentemente, a capacidade do sistema ofertar energia caiu, pois o Sudeste gastou sua reserva assistindo passivamente o ‘desperdício’ nos vertedouros do Sul.

Para [4], um sistema com o nível de interdependência e interseções como o descrito até aqui não pode prescindir de um planejamento também muito especial. Como a operação de uma usina afeta todo o sistema, para decidir qual é o melhor projeto, é preciso simular a operação como se a usina já fizesse parte do sistema. Ou seja, o planejamento no Brasil depende de simulações detalhadas da operação no futuro. Se, na maioria dos sistemas elétricos do mundo, a operação é um problema de curto prazo, aqui ela é essencial no longo prazo. Além disso, à medida que se aumenta a demanda, usinas cada vez mais caras são viabilizadas. Pois, como o sistema brasileiro é de base hidroelétrica os novos locais estão cada vez mais distantes dos centros de carga.

Os dados e detalhes do Sistema de Transmissão Brasileiro estão disponíveis no portal do Operador Nacional do Sistema. O sistema é representado através da Figura 2.2 onde estão representadas os principais corredores de transmissão (de diversos níveis de tensão) e os principais blocos de geração (usinas).

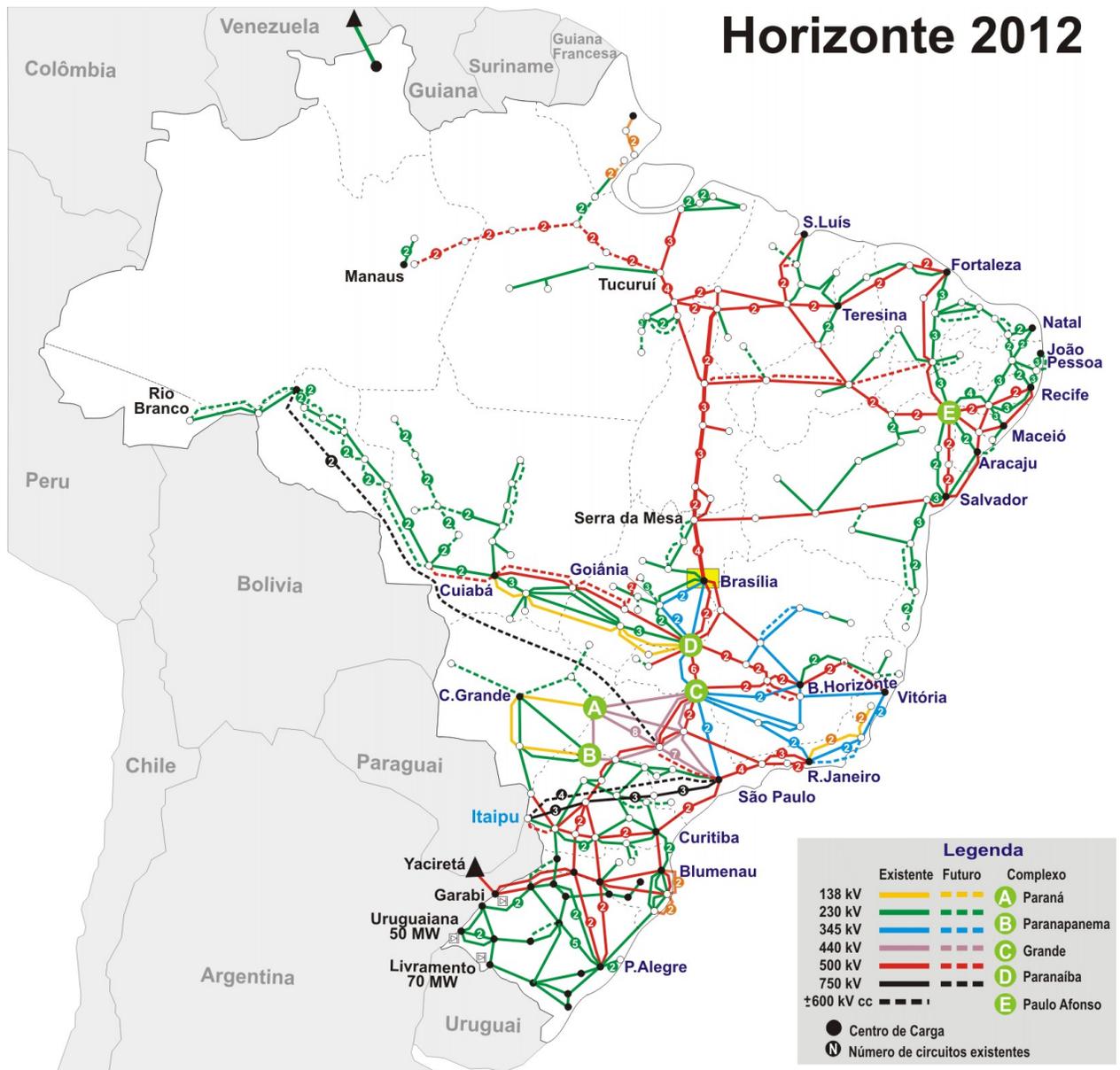


Figura 2.2: Mapa Simplificado do Sistema Elétrico Brasileiro

2.4 Processos de Markov

2.4.1 Introdução

Entre os sistemas aleatórios, os processos Markovianos têm merecido muita atenção da ciência, por modelarem vários fenômenos naturais e sistemas artificiais construídos pelo homem. Exemplos de processos Markovianos são facilmente encontrados na literatura e na natureza, abrangendo desde o comportamento de consumidores nas áreas de Economia e Marketing ([23]), a sobrevivência e evolução de células e organismos vivos em Biologia ([100] e [65]), aos simuladores de conflitos e competição na Teoria dos Jogos ([26] e [11]), a modelagem de sistemas industriais, de transporte e estoques em Engenharia de Produção ([88], [89], [90] e [61]).

Aplicações práticas de processos Markovianos são encontradas na Física da transmutação nuclear e radiação ([8]), Teoria das Filas ([65]), Teoria de Confiabilidade ([52] e [37]), e Teoria da Decisão ([78]).

Entre os princípios básicos dos processos Markovianos, citam-se os conceitos de estado e transição, com as seguintes definições: estado é o conjunto de informações necessárias para descrever o sistema num dado instante; transição é o evento de mudança de um estado para outro.

Um processo de Markov consiste num conjunto de objetos e num conjunto de estados tais que: em qualquer instante cada objeto deve estar num estado (objetos distintos não estão necessariamente em estados diferentes); a probabilidade de que um objeto passe de um estado para outro (que pode ser o mesmo que o inicial) num período de tempo depende apenas desses dois estados.

O número inteiro de períodos de tempo passados desde o início do processo é o estágio do processo. Esse número pode ser finito ou infinito. Se o número de estados é finito ou infinito numerável, o processo de Markov é uma cadeia de Markov.

Cadeias de Markov são freqüentemente representadas por diagramas ou grafos orientados, nos quais cada nó ou vértice representa um estado possível da cadeia, e os elos representam as possíveis transições entre os estados.

Para modelagem de um processo Markoviano, é útil definir-se o conceito de espaço de Estados, como o conjunto de n possíveis estados em que o processo pode se encontrar em um determinado instante.

A cadeia de Markov será representada por uma seqüência de variáveis aleatórias, tal que a probabilidade do processo se encontrar em um estado específico i será denotada por sua Probabilidade de Estado.

De maneira análoga, define-se a Probabilidade de Transição entre os estados i e j , como a probabilidade p_{ij} que o processo, estando no estado i num dado tempo, irá ocupar o estado j , após sua próxima transição. Daí, pode-se conceituar a matriz $n \times n$ $P = [p_{ij}]$ como a matriz de transição ou estocástica associada ao processo.

Como primeiras propriedades de P temos:

- a soma de todos os elementos de cada linha da matriz P é 1;
- toda a matriz estocástica tem 1 como autovalor (possivelmente com multiplicidade superior a 1) e nenhum dos seus autovalores excede 1 em valor absoluto.

Designa-se a q -ésima potência de uma matriz P por $P^q = [p_{ij}^{(q)}]$. Se P é estocástica, então $p_{ij}^{(q)}$ representa a probabilidade de que um objeto passe do estado i para o estado j em q períodos de tempo. P^q é também uma matriz estocástica.

A probabilidade de objetos no estado i no final do q -ésimo período de tempo por $x_i^{(q)}$ é definida por: $X^{(q)} = [x_1^{(q)}, x_2^{(q)}, \dots, x_n^{(q)}]$ como sendo o vetor de distribuição para o final do q -ésimo período de tempo. Da mesma forma $X^{(0)} = [x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}]$ representa a proporção de objetos em cada estado no início do processo. $X^{(q)}$ está relacionado com $X^{(0)}$ pela equação $X^{(q)} = X^{(0)} P^q$.

Assim, P^q é a matriz estocástica correspondente a uma cadeia de Markov em que o período unitário corresponde à soma de q períodos.

Uma matriz estocástica P é dita ergódica se existe $\lim_{q \rightarrow \infty} P^q$; isto é: se cada $p_{ij}^{(q)}$ tem limite quando $q \rightarrow \infty$; designaremos a matriz limite, necessariamente estocástica, por L . As componentes de $X^{(\infty)}$ são dadas por $X^{(\infty)} = X^{(0)} L$ e representam

as proporções aproximadas de objetos nos diversos estados de uma cadeia de Markov após um grande número de períodos de tempo.

Em seguida, cita-se o seguinte resultado: uma matriz estocástica é ergódica se e somente se um único autovalor λ tem módulo 1 ou se $\lambda = 1$ tem multiplicidade k então existem k autovetores linearmente independentes associados a este valor próprio.

Uma matriz estocástica é regular se uma das suas potências contém somente elementos positivos.

Assim, se uma matriz é regular, então 1 é um autovalor de multiplicidade 1 e todos os outros elementos λ_i satisfazem a $|\lambda_i| < 1$. Uma matriz regular é ergódica.

Se P é regular, com matriz limite L , então todas as linhas de L são idênticas entre si e idênticas a um autovetor associado com $\lambda = 1$ e tendo a soma das suas componentes valor unitário. Designa-se este autovetor por E_1 . Assim se P é regular, qualquer que seja a distribuição inicial $X^{(0)}$ tem-se $X^{(\infty)} = E_1$.

Resulta das propriedades de P que existe um vetor $X \neq 0$, tal que $XP = P$. Este vetor é denominado ponto fixo de P . Se P for regular vem que $X = E_1$.

2.4.2 Conceitos Aplicados

Para [9], problemas envolvendo confiabilidade de equipamentos normalmente concentram-se em sistemas de espaços discretos, isto é, eles podem estar em um ou mais estados discretos identificáveis; e contínuo no tempo, ou seja, eles permanecem continuamente em qualquer um dos estados do sistema até que ocorra uma transição que o leva, em um intervalo discreto, para um outro estado onde permanece continuamente. O principal método para modelar este fenômeno é o processo de Markov.

Seja $P(s)$ a probabilidade do equipamento ou função residir no estado s , sendo dada pela Equação 2.1.

$$P(s) = \frac{\text{tempo médio gasto no estado } s}{\text{tempo total de observação}} \quad (2.1)$$

A taxa de transição p_{ij} entre dois estados i e j é definida pela Equação 2.2.

$$p_{ij} = \frac{\text{número de transições do estado } i \text{ para o estado } j}{\text{tempo total no estado } i} \quad (2.2)$$

A frequência de um equipamento ou de uma função se encontrar em um estado s pode ser obtida através das Equações 2.3 e 2.4.

$$F(s) = \frac{\text{número total de ocorrências de um estado}}{\text{tempo total de observação}} \quad (2.3)$$

$$F(s) = \sum_{i=1}^n P_i p_{is} = \sum_{i=1}^n P_s p_{si} \quad (2.4)$$

Desta forma, a frequência de saída e a frequência de entrada, para um determinado estado, são sempre iguais.

2.5 Técnicas de Teoria Econômica Aplicada

2.5.1 Gestão do Conflito de Escolha

De acordo [102], a taxa marginal de substituição (TMS) é a quantidade de um bem ou serviço que um sujeito está disposto a ceder (sacrificar ou deixar de consumir) por uma unidade de outro bem que deseja incrementar, sem que se modifique o nível de satisfação. É uma relação de intercâmbio de um bem em termos de outro pela significação marginal que possuem para o sujeito em razão da abundância ou escassez dos mesmos. O bem abundante costuma ceder em termos acima da proporcionalidade a fim de obter uma unidade do que é mais escasso. Chama-se taxa marginal de substituição porque mede a quantidade de um bem que o sujeito estaria disposto a substituir por unidade adicional de outro, sem piorar nem melhorar sua situação como consumidor.

Segundo [30], em microeconomia as curvas de indiferença definem-se como os conjuntos de pontos no espaço de combinações de bens para os que a satisfação do consumidor é idêntica, isto é que para todos os pontos pertencentes a uma mesma curva,

o consumidor não tem preferência pela combinação representada por um sobre a combinação representada por outro. A satisfação do consumidor caracteriza-se mediante a função de utilidade na qual as variáveis são as quantidades da cada bem representadas pelo valor sobre a cada eixo. Para [13], o principal uso das curvas de indiferença é achar pontos de maximização da utilidade que superpõe a reta de balanço, que define os pontos ao alcance da cada consumidor dependendo de sua disponibilidade em unidades monetárias.

A teoria das curvas de indiferença, segundo [70], foi desenvolvida por Francis Edgeworth, Vilfredo Pareto e outros na primeira parte do século XX. A teoria deriva-se da teoria da utilidade ordinal, que pressupõe que os indivíduos sempre podem classificar qualquer combinação de bens por ordem de preferência. Assim, a elasticidade-preço da demanda mede o quanto varia percentualmente a demanda de um produto quanto seu preço varia. É a relação entre a variação percentual da quantidade demandada e a variação percentual do preço. Matematicamente, a Equação 2.5 descreve a elasticidade-preço da demanda.

$$E_{PD} = -\frac{\%Q}{\%P} = -\frac{\Delta Q/Q}{\Delta P/P} = -\frac{Q}{P} \frac{\Delta Q}{\Delta P} \quad (2.5)$$

Observa-se que é uma medida adimensional. Além disso, o aumento do preço $\Delta P > 0$ implica uma redução da demanda $\Delta Q < 0$. O caso contrário também é verdade. Como preço e quantidade demandada estão inversamente relacionados, o valor da elasticidade é negativo. Para evitar o manuseio com números negativos, usa-se o sinal negativo em sua definição. A demanda é inelástica quando $E_{PD} < 1$, ou seja, as variações no preço pouco alteram a quantidade demandada do produto.

2.5.2 Gerenciamento de Ativos de Sistemas Elétricos de Potência

Segundo [74], os sistemas de potência (ou sistemas de energia elétrica) compreendem desde a conversão de outras fontes de energia em energia elétrica até a alimentação do consumidor final. Os sistemas de potência podem ser divididos em três

subsistemas: geração, transmissão e distribuição.

O sistema de geração tem o objetivo de converter uma fonte primária de energia em eletricidade. A eletricidade gerada é então transportada aos centros de consumo pelo sistema de transmissão. O sistema de transmissão tem início nas subestações elevadoras que aumentam os valores de tensões para reduzir perdas e viabilizar o transporte de grandes quantidades de energia a grandes distâncias. Por questões de segurança e características das aplicações, próximo aos pontos de consumo, nas subestações abaixadoras, os valores de tensão da energia são reduzidos. As subestações normalmente marcam o início do sistema de distribuição, que faz a ligação final com os pontos de consumo.

Para [70], os sistemas de transmissão, geração e distribuição possuem inúmeros ativos físicos e as técnicas de gerenciamento de ativos pode ser uma forma de administrá-los. O gerenciamento de ativos é um termo derivado do setor financeiro, aplicando em portfólios de investimento contendo: ações, obrigações, dinheiro, opções e outros instrumentos financeiros. A questão fundamental do gerenciamento de ativos é a correlação entre risco e retorno. Entretanto, segundo [15], é completamente diferente gerenciar os ativos físicos de um sistema de transmissão e de distribuição de energia elétrica, do que ativos do mercado financeiro. Dentre diferenças, pode-se citar que os ativos físicos requerem manutenção, substituição e, além disso, fazem parte de um sistema interligado complexo.

De acordo com [41], as empresas de infra-estrutura, tipicamente, adotam o gerenciamento de ativos para gerenciar riscos de maneira mais efetiva com o objetivo de fornecer serviços aos consumidores com total confiabilidade, reduzindo gastos e consequentemente maximizando o lucro da empresa a longo prazo. Um dos objetivos é a tomada de todas as decisões relacionadas aos aspectos envolvendo o processo de envelhecimento de um determinado equipamento, tais como: manutenção, momento ideal de substituição ([91]). Estas decisões devem acarretar o máximo rendimento dos ativos, levando em consideração a segurança pessoal e ambiental e a garantia da qualidade do produto entregue ao consumidor.

Em relação ao horizonte de tempo abordado nos problemas de programação, apesar de normalmente trabalhar com menores períodos de tempo, observa-se que eventualmente alguns dos objetivos específicos desta atividade podem ser requeridos em problemas que envolvem visões de longo prazo. Como se verá mais a frente é o caso específico deste trabalho. Segundo [97], são necessários desenvolvimentos de ferramentas e métodos probabilísticos de análise de riscos para o cálculo de planejamento de projetos, impactos financeiros, impactos na qualidade dos serviços prestados, aperfeiçoamento de técnicas de manutenção, dentre outros. Estes conjuntos de métodos e ferramentas devem ser documentados para facilitar o treinamento de pessoal e identificação de possíveis falhas no processo de gerenciamento de ativos.

Capítulo 3

O Modelo para Programação da Manutenção do Sistema Elétrico

3.1 Considerações Iniciais

3.1.1 Introdução

Segundo [58], a elaboração de modelos matemáticos, para que estes representem mais fielmente o funcionamento dos equipamentos elétricos e os procedimentos de manutenção adotados nas empresas, é um dos grandes desafios para engenheiros e pesquisadores. Salienta-se que estes modelos permitirão definir com maior precisão e segurança, a periodicidade de manutenção nestes equipamentos. Para [3], um departamento de Engenharia de uma empresa deve estar apto para decidir: a frequência de inspeção; o tempo de reparo; a necessidade da execução de uma substituição, revisão ou mínimos reparos dos equipamentos. Para responder estas questões são elaborados modelos de manutenção com o propósito de: maximizar lucros, minimizar tempos destinados a reparos e maximizar a disponibilidade do sistema de transmissão.

Entretanto, os trabalhos pesquisados não propõem soluções especificamente voltadas para o tipo de problema apresentado, ou ao menos da forma como ele está sendo proposto. Verifica-se que o mesmo não está bem definido na literatura, pois

não foi encontrado um similar exato para o problema de programação de manutenção dos ativos de transmissão do Sistema Elétrico Nacional considerando penalidades por indisponibilidade, restrições sistêmicas e logística das equipes técnicas.

Em geral, as técnicas de análise e obtenção da solução para o problema da determinação de um plano ótimo de desligamento para manutenção apresentados em outros trabalhos, preocupam-se principalmente com o efeito probabilístico das falhas em equipamentos e buscam determinar um plano que consiga balancear adequadamente o risco da falha com o custo de uma intervenção preventiva. Além de abordar o aspecto relacionado com a probabilidade da falha e considerar os custos diretos da manutenção, o modelo aqui proposto tem foco fortemente voltado para as perdas de produção inerentes à atividade de manutenção preventiva em sistemas elétricos e busca uma técnica que seja capaz de planejar adequadamente as intervenções para os momentos realmente mais oportunos.

A estratégia de solução consiste de duas partes:

1. modelo multicritério (minimiza custos de manutenção e o risco de falha);
2. modelo determinístico (confeção do calendário viável com otimização logística).

Sendo que modelo multicritério fornece dados de entrada para modelo determinístico.

3.1.2 Conceitual da Modelagem da Programação de Manutenção

De acordo com [75], a maximização do aproveitamento das oportunidades de mercado e o atendimento aos compromissos de vendas dependem, substancialmente, de uma capacidade produtiva distribuída de forma adequada, através de planos de produção e de manutenção construídos em sintonia.

Em [44] é proposto um procedimento para formulação do plano e da organização de manutenção onde se mostra que os programas de manutenção preventiva relacionam-se diretamente com os programas de produção, “trocando constantemente

entradas e saídas”. Percebe-se, claramente, ser desaconselhável conceber um plano de manutenção preventiva desligado dos planos de produção ou vice-versa.

Segundo [72] os principais fatores que influenciam na adoção de uma política de manutenção preventiva: a impossibilidade de aplicar a manutenção preditiva; aspectos relacionados com a segurança pessoal ou da instalação que tornam a intervenção obrigatória, normalmente para substituição de componentes; aproveitamento de oportunidades, em equipamentos de difícil liberação operacional; riscos de agressão ao meio ambiente.

Sistemas complexos de produção contínua, compostos por equipamentos de variadas características, dimensões e condições de trabalho, operando em conjunto e compondo uma unidade produtiva, encontram-se usualmente repletos de situações operacionais apresentando os fatores acima.

Apesar da dificuldade em se determinar o tempo ótimo de campanha para o Sistema Elétrico como um todo, em face da baixa probabilidade de se obter um padrão de falha típico, em diversos casos a estratégia adotada é a definição de um componente crítico, cujo desempenho compromete todo o conjunto, para servir de balizador para a campanha do subsistema. Ao se retirar o componente crítico para manutenção, todos os demais estão, por oportunidade, potencialmente disponíveis para inspeção e manutenção, dependendo apenas de condições técnicas e econômicas que indiquem se é realmente o momento favorável.

Para [10] o planejamento trata de problemas no nível macroscópico e normalmente estão relacionados à definição de metas de produção para períodos mais longos (meses ou anos) considerando previsões de mercado (preços e demandas), os recursos disponíveis (equipamentos, mão-de-obra, energia etc.) e estoques.

Já a programação é definida como uma função de refinamento ([69]), onde os problemas são tratados num nível mais detalhado ([10]) com o objetivo de gerar informações precisas sobre decisões de seqüenciamento de tarefas e alocação destas aos equipamentos disponíveis visando atender metas específicas definidas pelo planejamento. De modo geral, a programação lida com a alocação de recursos disponíveis ao

longo do tempo a fim de realizar uma coleção de tarefas.

Nas últimas décadas observou-se um crescimento significativo dos modelos de otimização desenvolvidos. Apesar do progresso atingido, na representação dos problemas de programação em modelos matemáticos, os principais desafios na área continuam concentrados em: lidar com o aspecto combinatorial que potencializa o número de possibilidades a serem analisadas; representar adequadamente o domínio do tempo.

O problema de determinação da estratégia ótima de manutenção preventiva usualmente envolve determinar a frequência e a intensidade da manutenção. Os benefícios da manutenção (redução da taxa de falha) devem ser pesados contra os custos dos recursos empregados e as perdas de produção decorrentes.

As técnicas tipicamente empregadas dividem o horizonte de tempo em janelas, usualmente delimitados por atividades de manutenção preventiva ou corretiva. E um fator chave relacionado com a lucratividade é o tempo previsto do equipamento operando em cada janela. O problema estocástico da confiabilidade é usualmente transformado em um equivalente determinístico, baseado em períodos do equipamento em operação e em manutenção. São deduzidas expressões para tempo esperado de operação entre falhas, usadas para determinar a estratégia que otimiza a eficiência limitante, definida como uma fração de tempo de operação no longo prazo. As abordagens diferem-se, principalmente, em relação aos seguintes aspectos: assumidas sobre a influência da manutenção no comportamento da falha; o objetivo da otimização; os pressupostos de contribuição dos custos das falhas e da manutenção.

Considera-se, também, a condição de explorar otimamente as paradas dos equipamentos e o aproveitamento de tempo ocioso para executar a manutenção preventiva em elementos que não falharam (manutenção por oportunidade). O principal objetivo é determinar os itens que devem passar por manutenção, de tal forma que a desempenho global do equipamento seja otimizado.

3.2 O Modelo Multicritério

3.2.1 Introdução

A manutenção programada tem como objetivo de reduzir as taxas de falha de um componente ou sistema. Supõe-se que um componente adquira características de um novo a cada manutenção preventiva realizada. Portanto, o efeito mais importante da realização de manutenções periódicas (com duração insignificante) é o aumento do tempo médio para ocorrer a falha ([28] e [9]). Por outro lado, quanto maior for a frequência de manutenção programada (intervalos de manutenções menores) a mesma pode acarretar no aumento da possibilidade de falhas induzidas por manutenções indevidas. Assim para cada tipo de falha de um equipamento é necessário determinar a frequência exata de manutenção.

Além disso, segundo [54], nenhum estudo de implantação de programas de manutenção, em qualquer empresa, pode ser devidamente efetuado sem se considerar os custos envolvidos. Eles são fatores muito importantes a serem examinados para se decidir entre diferentes programas de manutenção. Os custos envolvidos são fundamentais para a decisão de realizar, ou não, atividades de manutenção. A questão principal a discutir é a forma como os custos são analisados. Somente quando os custos de um programa de manutenção são comparados com os custos gerais originados pela falta de manutenção é que se consegue determinar o pontos ótimo de frequência de manutenção. Cabe mostrar que os recursos aplicados em programas de manutenção são, na verdade, um investimento, que proporciona redução não somente nos custos de reparo de equipamentos, mas também nos de indisponibilidade de equipamentos.

Este modelo foi baseado em [70].

3.2.2 Modelo Estocástico para Determinação de Falhas

Introdução

Para [32], as funções de confiabilidade dizem respeito a variáveis aleatórias, também referenciadas na literatura como variáveis randômicas ou estocásticas. Variáveis aleatórias não seguem uma função de distribuição de probabilidade, ou seja, seus valores variam sob a influência de fatores casuais. Conhecer uma variável aleatória não é conhecer seu valor numérico nem enumerar seus valores possíveis. Conhecer uma variável aleatória é conhecer as probabilidades da variável assumir cada valor possível de saída de um experimento associado à variável.

Segundo [53], uma variável aleatória é um número $x(\varsigma)$ associado à saída ς de um experimento. A operação e o reparo de um equipamento são experimentos. O tempo até a falha, a disponibilidade até a falha e o tempo até o reparo são algumas das saídas do experimento. São variáveis aleatórias, entre outras, as: horas entre falhas; desconformidades entre falhas; e o tempo até o reparo. Estas variáveis são conseqüências de outras variáveis aleatórias, tais como o tempo alocado para operação, a resistência dos materiais e a carga exigida pelo serviço. Como não se consegue conhecer e controlar todos os fatores ativos, usam-se técnicas probabilísticas para prever o comportamento das variáveis.

Uma técnica extremamente importante, de acordo com [96], aplicada a sistemas reparáveis e não-reparáveis são os processos de Markov, bastante utilizados em estudos de confiabilidade de sistemas elétricos para representar a operação de um ou mais equipamentos. Os processos estocásticos de Markov denominam as diferentes condições ou possibilidades dos equipamentos como estados, sendo que, para cada estado associa-se uma probabilidade de que o equipamento esteja naquele estado. Segundo [68], os componentes de um sistema de potência podem ser adequadamente representados por um modelo a dois estados (em operação ou fora de operação). A inclusão de estados intermediários de operação são também facilmente considerados através desta técnica, portanto, estes modelos podem ser utilizados para representar, por exemplo, o

processo de deterioração de equipamentos, manutenções preventivas, falhas aleatórias etc.

Assim ilustra-se na Figura 3.1 o diagrama de Markov de transição com dois estados, com suas respectivas taxas de falha (λ) e de reparo (μ).

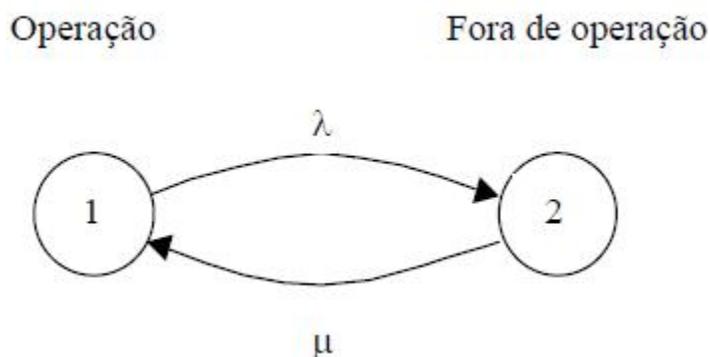


Figura 3.1: Diagrama de Transição Markoviano com Dois Estados

Parâmetros

Uma série de dados de entrada deve ser informada previamente para a definição do modelo. Assim, inferido um período de tempo de observação T , estes dados são:

Tempos Médios

- m : manutenção programada, $m = \frac{\sum_{i=1}^p m_i}{p}$ onde m_i é o tempo da i -ésima manutenção programada observada em T (p é número de manutenções programadas ocorridas em T);

- r : reparo, $r = \frac{\sum_{i=1}^n r_i}{n}$ onde r_i é o tempo da i -ésima manutenção não-programada observada em T (n é número de manutenções não-programadas ocorridas em T);

Estados

- N : normal - equipamento disponível para operação (este estado também contempla falhas desde que as mesmas não comprometam a operação normal do equipamento até o próximo período de programação);
- M : manutenção - equipamento em manutenção programada;
- F : falha - equipamento em manutenção não-programada (compreende o ciclo falha-reparo);

Taxas de Transição entre Estados

- λ_M (Figura 3.2): taxa de manutenção programada, determinada por $\lambda_M = \frac{p}{T_N}$ (onde T_N é o tempo em estado Normal observado em T);
- μ_M (Figura 3.2): taxa de recuperação ao estado Normal após manutenção programada, determinada por $\mu_M = \frac{p}{\sum_{i=1}^p m_i} = \frac{1}{m}$;
- λ_F (Figura 3.2): taxa de falha, determinada por $\lambda_F = \frac{n}{T_N}$;
- μ_F (Figura 3.2): taxa de reparo determinada por $\mu_F = \frac{n}{\sum_{i=1}^n r_i} = \frac{1}{r}$;

Freqüências

- F_M : manutenção (manutenções/ano), determinada por $F_M = \frac{p}{T}$;
- F_F : falha (falhas/ano), determinada por $F_F = \frac{n}{T}$.

Variáveis

Foram determinadas as seguintes variáveis de decisão para o modelo:

Probabilidades

- P_N : do item/equipamento estar no estado Normal;
- P_M : do item/equipamento estar em Manutenção;
- P_F : do item/equipamento estar no estado de Falha.

Desenvolvimento

Na parametrização do modelo markoviano foram estimadas nulas a probabilidade transição entre os estados de Falha e Manutenção, haja vista que tal inferência tem significado lógico. Daí apresentam-se na Figura 3.2, o diagrama de transição e matriz estocástica do modelo.

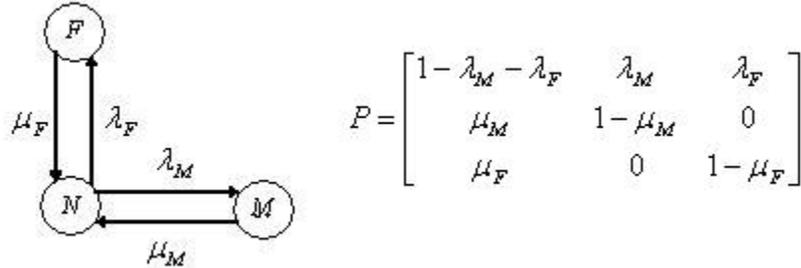


Figura 3.2: Diagrama de Transição Markoviano e Matriz Estocástica do Modelo

Das definições conceituais dos processos de Markov, tem-se que $F_M = P_M \mu_M = P_N \lambda_M \Rightarrow \lambda_M = \frac{F_M}{P_N}$ e $P_M = \frac{F_M}{\mu_M} = F_M m$.

Além disso, é fácil verificar que P^2 tem todos seus elementos positivos, portanto P é regular. Daí, resta calcular o ponto fixo do modelo para determinar as probabilidades a longo prazo. Denotando este como $X = [P_N, P_M, P_F]$, vem da solução do sistema $XP = P$ que: $P_N = \frac{\mu_M \mu_F}{\mu_M \mu_F + \lambda_M \mu_F + \lambda_F \mu_M}$.

De $\mu_M = \frac{1}{m}$ e $\mu_F = \frac{1}{r}$ chega-se que: $P_N = \frac{1}{1 + \lambda_M m + \lambda_F r}$.

Por outro lado, $\lambda_M = \frac{F_M}{P_N}$, o que implica: $P_N = \frac{1 - F_M m}{1 + \lambda_F r}$.

Como $P_F = 1 - P_M - P_N$, deduz-se que: $P_F = \frac{\lambda_F (1 - F_M m) r}{1 + \lambda_F r}$.

Ademais $P_F = \frac{F_F}{\mu_F} = F_F r$, logo $\lambda_F = \frac{F_F}{1 - F_M m - F_F r}$.

3.2.3 Descontos e Adicionais Legais

Desconto de Parcela Variável por Indisponibilidade

A resolução ANEEL 270/2007 estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica.

A qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica será medida com base na disponibilidade e na capacidade plena das Funções Transmissão, sendo estas consideradas indisponíveis quando ocorrer desligamento programado ou outros desligamentos ou atraso na entrada em operação.

Para a determinação do cálculo do desconto de Parcela Variável exige-se as seguintes definições:

1. Rede Básica: linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV.
2. Função Transmissão - FT: conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares. São designadas funções transmissão: Linha de Transmissão, Transformação, Controle de reativo e Módulo Geral.
3. FT - Linha de Transmissão: Linha de Transmissão, equipamentos das entradas de LT, reator em derivação e aqueles associados ao equipamento principal.
4. FT - Transformação: transformador de potência e conversor de frequência, equipamentos de conexão, limitadores de corrente e de aterramento de neutro, reguladores de tensão e defasadores e demais equipamentos associados ao equipamento principal.
5. FT - Controle de reativo: reator em derivação e compensador série manobrável sob tensão, banco de capacitor, compensador síncrono e compensador estático,

equipamentos de conexão e transformador de potência e aqueles associados ao equipamento principal.

6. FT - Módulo Geral: malha de aterramento, terreno, sistemas de telecomunicações, supervisão e controle comuns ao empreendimento, cerca, terraplanagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, esgoto, canaletas, acessos, edificações, serviços auxiliares, área industrial, sistema de ar comprimido comum às funções, transformador de aterramento e de potencial e reator de barra não manobrável sob tensão, e equipamentos de interligação de barra e barramentos.
7. Receita Anual Permitida (RAP): remuneração anual recebida pelos Agentes de Transmissão pela disponibilização de seus equipamentos e capacidade plena da Função Transmissão.
8. Pagamento Base - PB: parcela equivalente ao duodécimo da Receita Anual Permitida (RAP) associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que compõem uma FT.
9. Parcela Variável Por Indisponibilidade - PVI: parcela a ser deduzida do Pagamento Base por Desligamentos Programados ou Outros Desligamentos decorrentes de eventos envolvendo o equipamento principal e/ou os complementares da FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, consideradas exceções.

Além destes, também são definidos pela resolução ANEEL 270/2007:

Variáveis Apuradas

- $\sum DVDP$ e $\sum DVOD$: somatórios da duração verificada de Desligamento Programado e da Duração Verificada de Outros Desligamentos de uma FT: correspondem aos somatórios das durações, em minutos, de cada Desligamento Programado e de Outros Desligamentos da FT ocorridos durante o mês;

- K_p : fator multiplicador para Desligamento Programado;
- K_o : Fator multiplicador para Outros Desligamentos com duração de até 300 minutos;
- D : número de dias do mês da ocorrência;
- N_p : número de Desligamento Programado da FT ocorrido ao longo do mês;
- N_o : número de outros desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês;
- f : franquia - duração máxima admissível de desligamentos de uma FT no período contínuo móvel de doze meses, até a qual não se aplica o desconto da PVI.

Daí a PVI a ser descontada da PB de uma FT, será calculada por meio da Equação 3.1:

$$PVI = \frac{PB}{1440D} K_p \left(\sum_{i=1}^{N_p} DVDP_i \right) + \frac{PB}{1440D} K_o \left(\sum_{i=1}^{N_o} DVOD_i \right). \quad (3.1)$$

Denotando $PV(F_M)$ como a parcela variável referente a aplicação da frequência de manutenção F_M tem-se que o desconto anual da RAP devido a indisponibilidade programada referente a esta frequência de manutenção pode ser facilmente deduzida pela Equação 3.2.

$$PV(F_M) = \frac{PB}{720} (K_p \Lambda) \text{ onde } \Lambda = \max(F_M m - f, 0). \quad (3.2)$$

Por outro lado, denotando $PV(P_F)$ como parcela variável referente ao provável acontecimento da possibilidade de falha P_F , vem que o desconto devido a outros desligamentos será estimado pela Equação 3.3:

$$PV(P_F) = \frac{PB}{720} (K_o P_F). \quad (3.3)$$

Ademais existem desligamentos isentos de PVI: desligamento para implantação de ampliação (implantação de instalação de transmissão resultante de processo licitatório para outorga de uma nova concessão), reforço (implementação de novas instalações de transmissão, substituição ou adequação em instalações existentes), e Melhorias (instalação, substituição ou reforma de equipamentos visando manter a regularidade, continuidade, segurança e atualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica exceto automação, reforma e modernização de subestações), desde que conste do Programa Mensal de Intervenção do ONS.

Adicional à Receita Anual Permitida

A resolução ANEEL 270/2007, também define o adicional à Receita Anual Permitida.

A concessionária de transmissão receberá um adicional à RAP vinculado a uma FT, quando a duração de Desligamentos Programados e Outros Desligamentos da Função Transmissão, acumulada no período contínuo de 12 (doze) meses anteriores ao mês de maio, incluindo este, for igual ou inferior aos correspondentes valores estabelecido na Resolução ANEEL 270/2007. Assim denotam-se estes valores, respectivamente, R_{FP} e R_{FO} .

Além disso, o valor do adicional à RAP, relacionado a cada Função Transmissão, equivale ao valor da PVI correspondente, esta calculada conforme equação 3.1, com o valor dos termos $\sum DVDP$ e $\sum DVOD$, respectivamente, iguais a R_{FP} e R_{FO} e com D igual a 30 (trinta).

Denotando $B(F_M)$ como bônus valor a ser adicionado à Receita Anual Permitida referente a não utilização total da franquia do equipamento tem-se a Equação 3.4.

$$B(F_M) = \begin{cases} \frac{PB}{720}(K_p R_{FP} + K_o R_{FO}) & \text{se } mF_M \leq R_{FP} \text{ e } rP_N \lambda_F \leq R_{FO} \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.4)$$

3.2.4 Determinação do intervalo ótimo entre manutenções

Para [17], a grande relevância da manutenção programada se dá pelo fato de que todos os equipamentos falham e estas falhas podem gerar grandes conseqüências aos processos produtivos. Conseqüências estas que nem sempre são de mesma gravidade. Em sistemas de energia elétrica, as falhas significam: perturbações, desconformidades nos parâmetros de controle da eletricidade, perda por indisponibilidade, ineficiência, desperdício de insumos, horas-extras, estoques altos, enfim, uma série de prejuízos que podem ser traduzidos em unidade financeira, através do custo. Além disso, em serviços de concessões públicas, existem falhas que tem uma conotação bastante negativa e de percepção imediata pelo consumidor. Neste sentido, a alta confiabilidade não é unicamente desejável; é essencial. Assim sendo, a observação da confiabilidade e o custo, juntos, permite o estabelecimento de uma programação de manutenção preventiva mais estruturada e que mais facilmente alcança seu objetivo de preservação do sistema elétrico em estados específicos de desempenho.

Na prática, segundo [20], no contexto da manutenção programada, deseja-se que o custo seja tanto menor quanto seja possível. Contudo, a confiabilidade tanto é melhor quanto maior for o seu valor, neste sentido, deseja-se maximizar este critério e minimizar o primeiro. Porém, uma vez que se deseja considerar os dois critérios, simultaneamente, verifica-se que estes são conflitantes e a noção de otimalidade não mais faz sentido. A seleção da melhor alternativa para os dois critérios obriga a um compromisso subjetivo entre os dois critérios, deixando de ser um processo puramente técnico. Além disso, para um determinado equipamento, é preferível assumir mais riscos a ter que pagar penalidades por manutenções programadas, enquanto que para outro é recomendável pagar mais por realização de manutenções programadas assumindo menos riscos de pagamentos por indisponibilidade não programada.

Para contornar este problema, define-se a probabilidade de falha P_F como medida de risco. Como foi visto, tal medida é controlada pela variável freqüência de manutenções F_M e pela freqüência de falha F_F (que pode ser determinada pelo histórico

de observações). Concomitante ao risco, devem ser consideradas as perdas inerentes ao desenvolvimento do processo de manutenção que são designadas pela Equação 3.5.

$$P(F_M) = C(F_M) + PV(F_M) + PV(P_F) - B(F_M). \quad (3.5)$$

onde $C(F_M)$ é o custo marginal referente a aplicação da frequência de manutenção F_M (e compreende todos os gastos monetários em materiais, logística e recursos humanos) e as demais parcelas foram determinadas, nas seções anteriores, pelas Equações 3.3, 3.3 e 3.4.

Tais medidas, numa primeira análise, são conflitantes, uma vez que $P(F_M)$ é diretamente proporcional à frequência de manutenções F_M , mas P_F é inversamente proporcional. Ou seja, um aumento F_M pode deixar o equipamento mais confiável, mas a um custo que possa inviabilizá-lo financeiramente como ativo. Por outro lado, uma redução de F_M pode levar o equipamento a níveis de confiabilidade não desejáveis.

Para resolver, matematicamente, este confronto utiliza-se as técnicas da teoria econômica e defini-se a taxa de conflito de escolha denotada por TCE (determinada pela Equação 3.6).

$$TCE = -\frac{\Delta R}{\Delta P} \quad (3.6)$$

$$\text{onde } \Delta P = \frac{P(F_M)_{atual} - P(F_M)_{anterior}}{P(F_M)_{anterior}} \text{ e } \Delta R = \frac{P_F(F_M)_{atual} - P_F(F_M)_{anterior}}{P_F(F_M)_{anterior}}.$$

Aplicando o conceito de elasticidade da demanda ao problema em análise pode-se dizer que a TCE de um ativo de transmissão mede a variação proporcional dos custos do processo de manutenção em função de uma variação proporcional no risco. Assim para $TCE < 1$ infere uma decisão onde a confiabilidade tem importância maior que as perdas monetárias (menor apetite por risco). Por outro lado, $TCE > 1$ leva a uma solução onde a questão financeira é mais relevante. A situação de equilíbrio é atingida quando $TCE \cong 1$, ou seja, a redução de uma unidade de ΔR é compensada pelo acréscimo de uma unidade de ΔP .

Daí definida uma relação desejável, determina-se a frequência ótima de manutenções do equipamento (ativo). E a partir desta o intervalo entre manutenções ótimo do ativo. Por exemplo, se F_M tiver como unidade de manutenções/ano, teremos $1/F_M$ como este intervalo (considerando unidade de tempo como um ano). Assim, apurada a data da última manutenção realizada determina-se o parâmetro de entrada t_{1j} do modelo determinístico. Exemplo, $t_{1j} = \max = (\frac{1}{F_M} - \chi, 0)$ onde χ é o número de unidades de tempo entre a realização da última manutenção e data inicial do horizonte de programação (F_M é dada por manutenções/ e esta mesma unidade de tempo).

3.3 O Modelo Determinístico

3.3.1 Introdução

O problema estudado neste trabalho pode ser definido como a busca pela melhor forma de se programar a manutenção para equipamentos do sistema elétrico, dadas restrições operacionais. Entretanto os equipamentos variam significativamente em termos de complexidade, principalmente no que diz respeito aos conceitos e custos de manutenção envolvidos.

Percebe-se que a logística da programação de atividades de manutenção para equipamentos do setor elétrico envolve: cálculo das exigências de apoio e suporte; planejamento e gerenciamento das provisões, suprimentos, estoques, movimentação, transporte, rede de distribuição, rede de informações; desdobramento de recursos e sua retirada de acordo com o planejamento de contingências; aquisição e o gerenciamento de recursos humanos e materiais; emprego coordenado de instalações, bens fixos e recursos.

Além disso, os equipamentos precisam estar disponíveis para poderem cumprir a programação diária de operação. No entanto, para que eles possam ser operados de forma econômica ao longo dos seus respectivos ciclos de vida, são necessárias atividades de manutenção. A indisponibilidade causada pelas atividades de manutenção preventiva custa para o desempenho do sistema. O fato de os custos também estarem

relacionados com outras restrições, tais como a capacidade e ociosidade das oficinas para as atividades de manutenção, faz com que complicações computacionais sejam agregadas à natureza do problema.

Do ponto de vista teórico, verifica-se que o problema apresenta complexidade significativa para a tomada de decisão por parte dos agentes envolvidos. Do ponto de vista prático, ao deparar-se com problemas de tal natureza, os operadores de equipamentos elétricos ainda precisam lidar com a abordagem dinâmica presente na maioria dos casos, ou seja, como se não bastasse a complexidade intrínseca de cada enunciado, os acontecimentos, na medida em que sucedem, agregam novas características e parâmetros aos já complexos problemas em questão. Da mesma forma que em outros segmentos da sociedade atual, a dependência em recursos de informática e nas aplicações de sistemas de apoio à decisão baseados em pesquisa operacional, têm permitido que empresas aumentem a produtividade, reduzam os custos e melhorem sua lucratividade no que diz respeito ao gerenciamento da manutenção.

Este modelo foi baseado no trabalho em [1], o qual apresentou resultados bastante interessantes para solucionar o problema de programação de manutenção para FAB que devido à suas características exige restrições e níveis de confiabilidade em número superior ao do Sistema Elétrico.

3.3.2 Parâmetros de Entrada

- I : número de períodos de manutenção, ou seja, número de horas, dias, meses etc que será subdividido o horizonte de programação; horizonte de programação de um ano com subdivisão de um dia então $I = 365$;
- J : número de equipamentos manuteníveis; exemplo: se o objeto de estudo é uma subestação com 10 equipamentos então $J = 10$;
- F_{Mj} : frequência ótima de manutenção do equipamento j (determinada no modelo multicritério); exemplo: 10 manutenções/ano;

- t_{1j} : tempo de vida útil do equipamento j no início do horizonte de programação (determinado no modelo multicritério);
- G_k : grupo operativo funcional k , ou seja, conjunto de um ou mais equipamentos do objeto de estudo que desempenham uma função conjunta ou de natureza sistêmica no mesmo, já o índice k só se torna relevante quando existe mais de um grupo funcional independente; exemplo: se o objeto de estudo é uma subestação que possua uma linha de transmissão e transformador em série, então este se configura um grupo funcional;
- K : número de grupos operativos funcionais; exemplo: se o objeto de estudo é uma subestação com três grupos funcionais então $K = 3$;
- DG_{ki} : disponibilidade operativa do grupo G_k exigida no período i ; em virtude da sazonalidade das necessidades do sistêmicas no objeto do estudo por questão de natureza logística podem existir momentos em que não esteja disponível a possibilidade de realização de manutenção em um ou mais equipamentos de um grupo funcional, nestes períodos; exemplo: num grupo funcional que possua dois equipamentos e somente um deles possa ser desligado em cada período de tempo i então $DG_{ki} = 1$;
- J_k : conjunto de índices j de equipamentos pertencentes ao grupo funcional G_k ; exemplo: se grupo G_k possua os equipamentos $j = 1$ e $j = 7$ tem-se $J_k = \{1, 7\}$;
- Cap_i : capacidade logística das equipes de manutenção no período i ; exemplo: se no objeto de estudo a equipe de manutenção tenha dez horas disponíveis por período de tempo i então $Cap_i = 10$;
- m_j : tempo de manutenção do equipamento j ; exemplo: se o tempo para se realizar uma determinada manutenção no equipamento é de sete horas então $m_j = 7$;
- PFV_j : parte da franquia de Parcela Variável referente equipamento j ; pode-se existir uma necessidade/determinação de utilizar uma parte da franquia de

Parcela Variável referenciada pelo ONS de um equipamento j ; exemplo: existe a necessidade de utilizar um mínimo de 70% da franquia de 10 horas do equipamento j então $PPV_j = 7$;

- k_j : inteiro positivo referente ao equipamento j ; será utilizado na função objetivo para definição de um intervalo sem penalização para retirada do equipamento j para manutenção;
- p_j : inteiro positivo referente ao equipamento j ; será utilizado na função objetivo para definição de um intervalo mínimo sem penalização para retiradas seguidas do equipamento j para manutenção.

Além destes devem ser informadas os parâmetros de penalidade a serem utilizadas na função objetivo:

- w_1 : se a quantidade de manutenções for superior a Cap_i ;
- w_2 : se a quantidade de manutenções for inferior a Cap_i ;
- y_{1j} : por retirar um equipamento com um certo tempo de vida útil disponível;
- y_{2j} : por não retirar um equipamento sem tempo de vida útil disponível;
- z : por retirar para manutenção um equipamento em períodos intercalados inferiores ao ciclo p_j .

3.3.3 Variáveis

Variável de Decisão

Em cada período i de tempo deve-se tomar a decisão de se desligar ou não um referido equipamento j . Assim defini-se a seguinte variável:

$$x_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{se o equipamento } j \text{ é retirado para manutenção no período } i \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} .$$

Esta variável comporá uma tabela de I linhas e J colunas com localização determinada por seu endereçamento. Esta tabela será saída do modelo de programação de manutenção.

Variáveis Auxiliares

Também é necessário definir outras variáveis em função da decisão de se desligar ou não um referido equipamento j em um determinado período i . Estas são:

- $t_{(i+1)j}$: tempo de vida útil do equipamento j no período $i + 1$;
- a_i : custo referente ao problema logístico;
- b_{ij} : custo referente ao modelo multicritério;
- c_{ij} : refinamento de calendário.

3.3.4 Modelo Matemático

O modelo matemático é descrito como:

$$\text{minimizar } \sum_{i=1}^I \left[a_i + \sum_{j=1}^J (b_{ij} + c_{ij}) \right] \quad (3.7)$$

sujeito a

$$\sum_{j \in J_k} x_{ij} \leq DG_{ki} \text{ onde } i = 1, \dots, I \text{ e } k = 1, \dots, K \quad (3.8)$$

$$\sum_{i=1}^I x_{ij}(m_j) \geq PFPV_j \quad (3.9)$$

$$x_{(i+1)j} = x_{(i+2)j} = \dots = x_{(i+m_j)j} = 1 \text{ se } x_{ij} = 1 \quad (3.10)$$

$$t_{(i+1)j} = \begin{cases} t_{ij} - 1 & \text{se } x_{ij} = 0 \\ \frac{1}{F_{Mj}} & \text{se } x_{ij} = 1 \end{cases} \quad (3.11)$$

$$a_i = \begin{cases} \left(\sum_{j=1}^J x_{ij}m_j - CAP_i \right) w_1 & \text{se } \sum_{j=1}^J x_{ij}m_j \geq CAP_i \\ \left(CAP_i - \sum_{j=1}^J x_{ij}m_j \right) w_2 & \text{se } \sum_{j=1}^J x_{ij}m_j < CAP_i \end{cases} \quad (3.12)$$

$$b_{ij} = \begin{cases} (t_{ij})y_{1j} & \text{se } x_{ij} = 1 \text{ e } t_{ij} \geq k_j \\ y_{2j} & \text{se } x_{ij} = 0 \text{ e } t_{ij} = 0 \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.13)$$

$$c_{ij} = \begin{cases} z & \text{se } x_{(i+m_j+n)j} = 1 \text{ e } x_{ij} = 1 \quad \{n \in \mathbb{N}/n \leq p_j\} \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.14)$$

Comentários:

- 3.7 (função objetivo): determina o custo geral de uma determinada solução de programação de manutenção num horizonte de tempo definido para o objeto de estudo. O argumento do seu minimizador é o calendário viável ótimo;
- 3.8: restrição devido às necessidades do sistema elétrico de manter alguns conjuntos de equipamentos disponíveis em determinados períodos de tempo; a disponibilidade dos equipamentos é a razão principal das ações de manutenção, entretanto, toda vez que uma ação de manutenção ocorre, gera uma indisponibilidade temporária e a programação das atividades de manutenção deve buscar satisfazer as demandas sistêmicas ao longo dos períodos de tempo; assim esta restrição pode ser determinada pelo histórico de dia semelhante, uma vez que operação sistêmica possui caráter sazonal periódico e garante que toda e qualquer solução obtida (não necessariamente ótima) seja factível;
- 3.9: restrição devido à necessidade de utilização mínima de parte da franquia; esta restrição garante a realização mínima de um período de manutenções em referência à franquia deste equipamento, uma vez que não realização contínua de manutenções pode acarretar em redução não desejável da mesma;

- 3.10: restrição referente ao tempo de realização de manutenção preventiva; depois que o equipamento entra em processo de manutenção, o mesmo só pode voltar a estar disponível para operação de transcorrido o tempo m_j de realização desta manutenção;
- 3.11: regra para determinação do tempo de vida útil do equipamento j no período $i + 1$;
- 3.12: as equipes de manutenção possuem capacidade limitada, isto é, possuem uma quantidade de equipamentos suportada que podem estar em manutenção; quando esta capacidade é extrapolada um custo deve inferido na função objetivo da superutilização da equipe, o que acarreta, por exemplo, na utilização de mão de obra extra, ou no atraso da execução de serviços de menor ordem de prioridade (transferência de frente de trabalho); por outro lado, deixar as equipes operar abaixo de sua capacidade também gera despesas, proveniente da manutenção ociosa da mesma. Portanto, o ideal é que as equipes operem sempre com toda sua capacidade;
- 3.13: assume-se que o respeito ao modelo multicritério garanta a minimização, simultânea, dos custos de manutenção e do risco de falha; quando um equipamento é retirado para manutenção preventiva muito antes do término do seu tempo de vida útil deve ser adicionado um custo na função objetivo, decorrência da atividade de manutenções desnecessárias e perda de confiabilidade devido à falhas induzidas (mortalidade infantil); por outro lado, deixar um equipamento operar sem tempo de vida útil gera uma situação de confiabilidade não desejável, assim infere-se outro custo na função objetivo. Logo, o ideal é que um equipamento seja retirado para manutenção próximo do término do seu tempo de vida útil;
- 3.14: penaliza quando um equipamento é retirado para manutenção com tempos inferiores a p_j períodos.

Capítulo 4

Técnicas de Solução

4.1 Considerações Iniciais

Os métodos de solução para o problema de programação de manutenção podem ser classificados em exatos e heurísticos. Os métodos exatos geralmente se baseiam em procedimentos de enumeração implícita em árvore, conhecidos como branch-and-bound (B&B), e têm aplicação limitada para a solução do problema, pois tais técnicas não são eficientes em termos computacionais, para alguns problemas de médio e grande porte.

Outra forma relativamente simples de ser implementada para a solução do problema, mas inviável por ser muito custosa do ponto de vista computacional, são os procedimentos de enumeração exaustiva de procura por soluções.

Para [21], há uma grande variedade de problemas de otimização para os quais nenhum algoritmo eficiente foi desenvolvido que consiga obter um ótimo global, mas em muitos casos é possível aplicar técnicas eficientes que retornam respostas satisfatórias. Em decorrência da incapacidade específica dos métodos exatos, métodos heurísticos compõem o principal foco de interesse para a resolução do problema proposto. Heurísticas são procedimentos de solução que muitas vezes se apóiam em uma abordagem intuitiva, na qual a estrutura particular do problema possa ser considerada

e explorada de forma inteligente, para a obtenção de uma solução adequada.

Assim, para resolver satisfatoriamente problemas de programação de interesse prático é imperioso lançar mão de técnicas de resolução ditas aproximadas, que embora sem a garantia de achar uma solução ótima, são capazes de fornecer uma solução não muito distante dela, sem consumir grandes quantidades de tempo e memória computacionais. Esta é a razão de haver um grande esforço na direção de desenvolver heurísticas para problemas de programação.

O objetivo desta seção é a apresentação de procedimentos meta-heurísticos para solucionar o problema tema deste estudo.

4.2 Método Exato Branch and Bound

O algoritmo Branch and Bound (B&B), segundo [47], é um dos procedimentos mais utilizados na resolução de problemas de PLI (Programação Linear Inteira) ou PLIM (Programação Linear Inteira Mista). Existem diversas variantes deste método para o tratamento de diversos tipos de problemas específicos. Para [49], a idéia geral é o de dividir o conjunto de soluções viáveis em subconjuntos de interseções entre si, calculando os limites superiores e inferiores para cada subconjunto de acordo com as regras pré-estabelecidas, ou seja, o método B&B baseia-se na idéia de desenvolver uma enumeração inteligente dos pontos candidatos à solução ótima inteira do problema.

De acordo com [33], o termo branch, refere-se ao fato de que o método efetua partições no espaço das soluções e o termo bound ressalta que a prova de otimalidade da solução utiliza-se de limites calculados ao longo da enumeração. Para utilizar o método, é necessário modelar o problema como um problema de Programação Linear Inteira e em seguida relaxar a formulação para Programação Linear e enumerar o espaço de soluções, através de uma árvore. Aqui, cada nó da árvore representa um programa linear. Cada programa linear (nó) é ramificado (branch) enquanto houver valores fracionários em sua solução. Se um nó leva a atribuições inviáveis, ou a solução não-promissora, deve-se podar (bound) o nó.

O algoritmo B&B percorre uma árvore na qual cada nó representa um sub-problema do problema inicial na intenção de achar o caminho da raiz até uma folha com o menor custo, ou seja, para esse algoritmo, encontrar a solução não é o fim, ele precisa saber qual solução tem o menor esforço e/ou melhor solução. Sabendo isso, ele pode se dar ao direito de dispensar alguns caminhos que o levarão a uma solução, desde que se saiba que essa solução certamente será mais custosa do que uma outra solução já encontrada previamente.

4.3 Heurísticas e Meta-Heurísticas

4.3.1 Introdução

Segundo, [36], heurísticas são normalmente conhecidas como procedimentos que procuram por uma solução ótima sem, no entanto, garantir que será possível encontrar uma. Para [73], uma técnica heurística (ou simplesmente, uma heurística) é um método que procura por boas soluções (próxima da ótima) a um custo computacional adequado sem ser possível garantir otimalidade e, possivelmente, exequibilidade. Infelizmente, pode ser que nem mesmo seja possível afirmar o quão perto da solução ótima uma solução heurística esteja. Muito embora a definição possa parecer desanimadora, muitos procedimentos heurísticos atuais são capazes de alcançar soluções muito boas para casos práticos de problemas combinatoriais complexos.

O trabalho de [86] enumera alguns argumentos para a utilização de procedimentos heurísticos na busca por soluções de problemas: simplicidade para o entendimento e facilidade de implementação, entendimento intuitivo do funcionamento dos procedimentos; soluções aproximadas podem ser suficientes e representar melhorias em comparação com procedimentos manuais; obtenção de resultados razoáveis em pouco tempo aliado ou não a ausência de um procedimento exato disponível; robustez em virtude da insensibilidade à variabilidade dos parâmetros; utilização como parte de procedimentos compostos na geração de soluções iniciais ou limites superiores e inferi-

ores.

Outros autores comentam que o fato de certas características de um determinado problema serem relaxadas ao aplicar-se um método de solução exato, pode resultar em uma solução prática pior que o caso onde todos os parâmetros são fielmente representados, mas o método de solução é aproximado.

Entretanto, de acordo [12], a busca por resultados práticos na solução de problemas complexos serve como motivação para utilização de métodos novos e de técnicas cada vez mais avançadas. Nas últimas duas décadas, uma nova classe de procedimentos aproximativos, denominados meta-heurísticas, emergiu com o objetivo de tentar combinar procedimentos heurísticos básicos em um nível mais elevado de procura por soluções. O termo deriva do verbo grego *heuriskein*, que significa procurar, e do prefixo *meta*, que significa além, em nível mais elevado. A nova classe inclui, ainda que não esteja restrita à somente estas: Meta-heurística Colônia de Formigas - MCF (do inglês *Ant Colony Optimization - ACO*), Meta-heurística Algoritmo Genético (do inglês *Genetic Algorithm - GA*), Meta-heurística Recozimento Simulado (do inglês *Simulated Annealing - SA*) e a Meta-heurística Busca Tabu (do inglês *Taboo Search - TS*).

Em [1], meta-heurísticas são classificadas como métodos aproximados que têm se desenvolvido significativamente desde sua inserção no cenário científico. Uma meta-heurística pode ser formalmente definida como um processo de geração iterativa que direciona heurísticas subordinadas, combinando diferentes estratégias e conceitos para explorar o espaço de solução. Procuram guiar o processo de busca por soluções de modo a explorar tanto características de intensificação, quanto características de diversificação. Tão rápido quanto possível, estes procedimentos buscam identificar regiões mais interessantes na busca por soluções ao mesmo tempo em que fogem de áreas previamente verificadas e, possivelmente, pouco interessantes. A intensificação em uma meta-heurística é a exploração em busca por melhores soluções em uma vizinhança promissora (portanto, um procedimento local). Diversificação é a exploração de todo o espaço de soluções em busca das regiões mais interessantes, o que pode significar a

fuga de uma região que já não se mostre interessante. Durante os procedimentos de diversificação, meta-heurísticas podem aceitar soluções piores que as atuais para fugir de regiões pouco promissoras.

Os procedimentos meta-heurísticos aplicados a um problema qualquer devem combinar tanto características de diversificação como de intensificação. Dependendo das particularidades de cada caso, o balanço dos parâmetros que controlam a diversificação e a intensificação precisa ser bem ajustado, sob risco de comprometer a qualidade da solução encontrada e o tempo computacional envolvido.

4.3.2 Busca Tabu

Busca tabu - BT (do inglês Taboo Search) é uma técnica de busca local por soluções em problemas de otimização. Técnicas de busca local por soluções estão baseadas na idéia de vizinhança. Dado um problema de otimização P , seja S o espaço de solução para P , e seja f a função objetivo a ser minimizada ou maximizada (conforme o problema). Uma função N aloca para cada solução exequível $s \in S$ a vizinhança $N(s) \subseteq S$. Cada solução $s' \in S$ é chamada de vizinha de s . Partindo de uma solução inicial gerada por outro método qualquer, uma técnica de busca local navega o espaço de solução de uma solução para outra da sua vizinhança.

Com a meta-heurística BT, o método explora um subconjunto V da vizinhança $N(s)$ da solução atual. O elemento de V que apresente o menor (ou maior, conforme o caso) valor para a função objetivo passa a ser a nova solução atual, independente do fato de seu valor ser maior ou menor que o de s .

No intuito de prevenir que o algoritmo trabalhe em ciclos fechados, o método faz uso da lista tabu. A lista tabu se constitui de uma lista de soluções para as quais o algoritmo está proibido de voltar. A lista é constituída das últimas k soluções atuais sendo que k é um dos parâmetros do método. Funciona como uma fila que, quando completa, faz que a última solução seja descartada com a chegada de uma nova solução.

No entanto, caso uma solução apresente uma melhoria muito significativa,

um mecanismo de sobreposição atua fazendo com que sua condição tabu caia e seja aceita como nova solução atual. A função aspiração A retorna, para cada valor da função objetivo, um valor que representa o quanto o algoritmo aspira alcançar a cada iteração. Então, dados a solução atual s , a função objetivo f , e a melhor solução da vizinhança s' , caso $f(s') < A(f(s'))$, s' se torna a nova solução atual, mesmo que seja uma troca tabu.

O critério de parada para o procedimento pode ser um número preestabelecido de iterações ou quando a função objetivo atinge um limite preestabelecido.

Uma característica interessante da meta-heurística BT é que os procedimentos podem aceitar, inclusive, soluções não viáveis. Penalidades proporcionais às violações são aplicadas e somadas à função objetivo como uma forma de lidar com restrições eventuais.

Os principais parâmetros de controle da BT são o tamanho da lista tabu (k), a função aspiração A e a cardinalidade do conjunto V de soluções vizinhas testadas a cada iteração.

4.3.3 Algoritmo Genético

Introdução

De acordo com [66], algoritmos genéticos - GA (do inglês Genetic Algorithms) são parte da computação evolucionária (do inglês Evolutionary Algorithms) inspirados na teoria da evolução de Darwin. Os problemas são resolvidos através de um processo evolutivo que resulta na melhor (mais adequada) solução (a sobrevivente).

O algoritmo começa com um conjunto de soluções (representadas por cromossomos) chamadas de população. As soluções geradas partindo de uma população são utilizadas para formar uma nova população de soluções. Isto é motivado pela expectativa de que a nova população será melhor do que a primeira.

Soluções para formar novas gerações (de soluções) são selecionadas de acordo com sua adequação e, quanto melhores, mais chances de reprodução e sobrevivência,

terão.

O processo é repetido até que alguma condição de parada seja satisfeita como, por exemplo, a perda de diversidade das populações ou o aperfeiçoamento da melhor solução seja atingido.

Conceitos

Segundo [56], os principais conceitos do Algoritmo Genético são:

- cromossomo (genótipo): cadeia de bits que representa uma solução possível para o problema;
- gene: representação de cada parâmetro de acordo com o alfabeto utilizado (binário, inteiro ou real);
- fenótipo: cromossomo codificado;
- população: conjunto de pontos (indivíduos) no espaço de busca;
- aptidão bruta: saída gerada pela função objetivo para um indivíduo da população;
- aptidão máxima: melhor indivíduo da população corrente;
- inicialização: uma população de n indivíduos é gerada aleatoriamente e cada um dos indivíduos da população representa uma possível solução para o problema, ou seja, um ponto no espaço de soluções;
- seleção: nesta fase os indivíduos mais aptos da geração atual são selecionados e serão utilizados para gerar uma nova população por cruzamento;
- cruzamento: os indivíduos selecionados na etapa de seleção tem seus cromossomos são particionados em um ponto, chamado ponto de corte, sorteado aleatoriamente, assim um novo cromossomo é gerado permutando-se a metade inicial de um cromossomo com a metade final do outro;

- mutação: é utilizada para garantir uma maior varredura do espaço de estados e evitar que o algoritmo genético convirja muito cedo para mínimos locais, deste modo, a operação de mutação é efetuada alterando-se o valor de um gene de um indivíduo sorteado aleatoriamente com uma determinada probabilidade, denominada probabilidade de mutação, ou seja, vários indivíduos da nova população podem ter um de seus genes alterado aleatoriamente.

Algoritmo

```
Geração = 0
Inicialização
Avaliação da população
    Enquanto diversidade população  $\geq$  um número determinado
        Seleção dos pais
        Cruzamento dos pais
        Mutação da população gerada
        Avaliação da população gerada
        Geração = Geração + 1
    fim
fim
```

4.3.4 Meta-heurística Colônia de Formigas

Segundo [1], a denominação Meta-heurística Colônia de Formigas - MCF (do inglês Ant Algorithms) é o termo geral utilizado para algoritmos de solução envolvendo a lógica baseada no comportamento das formigas e suas colônias. Curiosamente, as inspirações para uma série de métodos e idéias no campo da otimização em pesquisa operacional são oriundas de comportamentos encontrados na natureza. Os algoritmos de otimização com a utilização de colônias de formigas são particularmente interessantes pelo fato de poderem ser utilizados para resolução de problemas com características

não apenas estáticas, mas também problemas com características e comportamento dinâmico.

Na MCF, formigas (agentes de uma colônia) são distribuídas em um programa de computador. O código implementado simula a busca por alimentos e, muito embora as formigas sejam praticamente cegas, são capazes de navegar em ambientes complexos, encontrar comida a alguma distância do ponto de onde partiram (ninho) e retornar com sucesso para seus respectivos ninhos. O modo, através do qual as formigas fazem isso, é caracterizado pelo depósito de uma substância chamada feromônio enquanto navegam no ambiente do problema (grafo). O processo é chamado de estigmergia e modifica o ambiente para permitir a comunicação entre as formigas e a colônia, assim como sua volta para o ninho.

O termo estigmergia foi introduzido pelo biólogo francês Grassé na década de 1950 enquanto estudava o comportamento social dos insetos. A palavra vem de duas palavras gregas: stigma (marca significativa) e ergon (trabalho) dando o sentido de incentivo ao trabalho baseado no produto do próprio trabalho. O conceito representa um mecanismo de coordenação composto de tarefas simples, o qual permite que animais simples, do ponto de vista da inteligência, atinjam comportamentos altamente sofisticados através de comunicação indireta quando atuando em sociedade. O conceito ganhou significativa aceitação nos campos da inteligência artificial e das ciências da computação recentemente.

Do ponto de vista logístico, as formigas tendem a utilizar as melhores rotas entre o ninho e pontos externos onde se encontra comida. Esse processo de otimização é função da estigmergia. Na medida em que mais e mais formigas utilizam uma rota particular para alcançar comida, maior se torna a concentração de feromônio naquela rota. Quanto mais perto está localizada a fonte de comida, maior o número de idas e vindas completadas por cada formiga, portanto, maior concentração de feromônio. Quanto maior a concentração de feromônio em uma rota, maior a probabilidade de que esta rota seja escolhida pelas formigas em detrimento de outras possíveis rotas disponíveis. Este processo iterativo constrói rotas consideradas sub-ótimas, até ótimas,

entre pontos de origem e destino.

Outro aspecto curioso e interessante, de acordo com [24], é que os algoritmos de otimização com a utilização de colônias de formigas compartilham fundamentos e qualidades das formigas reais. As formigas são altruístas, cooperativas e trabalham de modo coletivo em busca de uma meta comum. Assim como as formigas reais, os algoritmos de otimização com a utilização de colônias de formigas também fazem uso destas características para interagir com o ambiente em paralelo na busca de soluções para o problema e, através da estigmergia, auxiliam as demais formigas cooperando para a melhoria dos resultados globais.

4.3.5 Simulated Annealing

Introdução

Simulated Annealing, segundo [42], é um método de busca local probabilística utilizado para encontrar soluções em problemas de otimização. O termo não possui correspondente consagrado em português e, por isso pode ser traduzido como recozimento simulado. O nome do processo é devido ao fato de simular o aquecimento e, posterior, resfriamento de um conjunto de átomos em um sólido.

As características estruturais de um sólido dependem da razão e forma com que seu resfriamento ocorre após ter sido aquecido até o ponto de fusão. Quando um sólido atinge seu ponto de fusão, grande quantidade de energia está presente no material prestes a derreter. Na medida em que a temperatura diminui, a energia presente também diminui. Caso o processo de resfriamento ocorra de forma lenta e gradual, cristais melhor estruturados podem se formar, beneficiando a composição do material. Caso o resfriamento aconteça de forma descontrolada, propriedades não desejadas podem aparecer, fragilizando a composição do material.

O processo começa com a criação de uma solução inicial, normalmente de forma aleatória, para gerar uma base para o processo de procura por melhores resultados. O procedimento principal consiste em uma rotina que gera aleatoriamente, a cada

iteração, um vizinho para a solução atual. A definição da vizinhança, naturalmente, depende do tipo e da estrutura do problema de otimização em questão.

Da etapa seguinte procede uma decodificação da solução atual no intuito de verificar sua qualidade em relação ao problema. Neste ponto é verificada a energia da solução atual na solução do problema.

O processo seguinte pode ser descrito como um modificador da solução atual. A solução atual é copiada como uma solução de trabalho e, então, modificada através de algum mecanismo de troca. O mecanismo através do qual se faz a modificação aleatória da solução de trabalho depende da estruturação e codificação de cada problema. Após ser modificada, a solução de trabalho é avaliada para verificar sua energia na solução do problema.

As duas soluções obtidas (atual e a de trabalho) são comparadas, sendo que a solução de trabalho, caso melhor que a atual, é copiada como sendo a solução atual e uma redução na temperatura acontece. Caso contrário, a solução de trabalho é avaliada através de um critério de aceitação baseado em conceitos de termodinâmica.

A equação $P(\Delta E) = \exp(-\frac{\Delta E}{T})$ retorna a probabilidade de aceitação da solução analisada onde T representa a temperatura do processo e ΔE a diferença entre as energias da solução de trabalho e a da solução atual. Altas temperaturas favorecem a aceitação de soluções, enquanto que altas diferenças de energia desfavorecem. Quando em altas temperaturas, o método aceita soluções piores para poder procurar melhor o espaço de solução disponível. Na medida em que a temperatura diminui, a busca permitida vai diminuindo até uma situação de equilíbrio.

A redução de temperatura ocorre depois de um determinado número de iterações. O resfriamento pode seguir vários critérios, incluindo funções lineares e não lineares. A equação $T_{i+1} = \alpha T_i$ apresenta um caso para a redução de temperatura onde $\alpha \in (0, 1)$. O processo se repete até que a temperatura aproxime-se de zero.

Algoritmo

s = solução inicial, $s^* = s$ e $T = T_0$

```

Enquanto  $T > 0$ 
  para  $i = 1, 2, \dots, L$ 
     $s'$  = solução aleatória na vizinhança de  $s$ 
     $\Delta f = f(s') - f(s)$ 
    se  $\Delta f < 0$  então  $s^* = s'$ 
  caso contrário
     $p$  = número aleatório gerado ente 0 e 1
    se  $p < \exp(-\frac{\Delta E}{T})$  então  $s^* = s'$ 
  fim
fim
 $T = \alpha T$ 
fim

```

4.4 Heurística Construtiva Desenvolvida

4.4.1 Introdução

Em virtude do desenvolvimento do processo de modelagem a partir de seu ponto mais básico foi possível determinar um método para gerar soluções inciais factíveis. Tal ação teve intuito inicial de atender as técnicas de solução empregadas nos Testes Computacionais que possuíam tal exigência.

Entretanto a mesma, na prática, apresentou-se como uma valiosa ferramenta (técnica) de solução do problema em estudo neste trabalho. Por isto, esta consta e é referenciada neste capítulo.

Tal heurística será detalhada pelo algoritmo a seguir.

4.4.2 Algoritmo

Determinar uma ordem de prioridade de execução das manutenções jMk

Determinar a lista de falhas jFk tais que $t_{1jFk} \leq I$

Definir um período factível $i \in I$ tal que $k_j \leq t_{ijFk} \leq 0$

$$x_{ij} = 1$$

caso isto seja impossível

Executar as manutenções de acordo a ordem prioridade e a regra acima

Quanto as demais manutenções

Tem-se $x_{ij} = 1$ no período i factível mais próximo de $t_{ijFk} = k_j$

fim

fim

4.5 Considerações Finais

Em virtude da originalidade da metodologia proposta, da natureza combinatória do problema e da absoluta falta de referências acadêmicas e menções consagradas na literatura científica foi necessário realizar a execução de testes computacionais com algumas meta-heurísticas mencionadas neste capítulo no intuito de determinar o melhor método a ser empregado na prática.

Assim foram aplicadas as meta-heurísticas do Simulated Annealing e do Algoritmo Genético bem como a Heurística de Construção Desenvolvida.

Capítulo 5

Estudo de Caso

5.1 Considerações Iniciais

Os objetivos desta seção são descrever os aspectos gerais da aplicação da metodologia utilizada nos estudos, assim como os métodos e técnicas empregados na obtenção dos resultados. A estratégia empregada na implementação e nos mecanismos de busca da solução, as descrições das instâncias utilizadas nos testes computacionais, as aplicações dos métodos propostos, os resultados alcançados e as reflexões sobre os mesmos são descritos de modo a garantir credibilidade aos processos desenvolvidos neste trabalho.

Visto que o problema de programação de manutenção do Setor Elétrico se trata de um problema de programação das atividades de manutenção, seria conveniente tentar-se primeiro, encontrar uma solução viável para um problema pequeno. Tal procedimento serviria para satisfazer a curiosidade do pesquisador, bem como para confrontar o que já vem sendo feito nas empresas do setor. Além disso, é conveniente demonstrar as dificuldades crescentes encontradas na resolução do problema e reconhecer uma série características úteis para a implementação de outros procedimentos.

A aplicação real da metodologia proposta dependeria da disponibilização dos equipamentos do objeto do estudo à reestruturação da programação de manutenção

elaborada. No entanto, em virtude da originalidade da proposta tal opção se tornou infactível. O que não impede que isto seja feito no futuro, em um próximo estudo.

Assim, os testes aqui realizados foram utilizados para comparar a real gestão da programação de manutenção no objeto de estudo (sobre as mesmas hipóteses de entrada) com a desenvolvida neste estudo, considerando o horizonte de tempo de 03 de Junho de 2008 a 31 de maio de 2010, em dois períodos anuais discretos.

5.2 Objeto do Estudo

5.2.1 Introdução

O levantamento e tratamento das informações do sistema em análise é de fundamental importância para a implementação do processo em estudo, pois subsidiará as demais etapas com informações para a tomada de decisão. Não há momento exato para o início e término desta etapa. Porém, deve-se definir e esclarecer o escopo da análise.

Além disso, quando não se dispõe de informações históricas, a única opção é determiná-las através da opinião de especialistas. Neste caso, a técnica de coleta de informações é estritamente empírica e consiste na estimação de dados. Como fonte das apurações foi utilizado o banco de dados de manutenções do sistema informatizado interno SIAO de Furnas do período de 01 de Janeiro de 2000 a 02 de Junho de 2008 (dados não-auditados). Este histórico será utilizado para abastecer o banco de dados de manutenções realizadas para o horizonte inicial de programação 903 de Junho de 2008 a 31 de maio de 2009).

5.2.2 Preparação do Estudo

Essa etapa tem como esclarecer e definir os objetivos e escopo da análise.

Como metodologia de manutenção foi escolhida a Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC). Tal opção se justifica no fato que a maioria das empresas do

Setor Elétrico Brasileiro adota esta metodologia.

Em linhas gerais, pode-se determinar que a MCC está concentrada na definição de manutenção preventiva; porém, a análise pode cobrir outras áreas como a manutenção corretiva, problemas de suporte logístico e gestão de peças sobressalentes.

Cabe comentar que muitas aplicações da MCC são realizadas em plantas do setor elétrico que já apresentam um programa efetivo de manutenção preventiva. Nesses casos, a MCC deverá identificar e selecionar as tarefas de manutenção preventiva mais efetivas, recomendar revisões ou a elaboração de novas tarefas ou excluir tarefas ineficazes. Entretanto, como este não é objetivo fundamental deste estudo, não serão feitos grandes detalhamentos e simplesmente usar-se-ia a MCC somente como uma ferramenta norteadora da organização da análise do objeto a ser estudado.

5.2.3 Seleção do Objeto

“Esta etapa compreende a determinação do que será analisado e em que nível: planta, sistema, itens físicos. A escolha de ativos ou sistemas é fundamental no processo de planejamento.” [60]

Com este conceito, foi determinado como um sistema (objeto do estudo), com fins meramente experimentais, os seguintes equipamentos: a Linha de Transmissão Itaberá - Tijuco Preto circuito 2 (FT - Linha de Transmissão), o Banco de Capacitores 10 (FT - Controle de reativo), e o Autotransformador 5 (FT - transformação) da Subestação Tijuco Preto (Furnas). Assim, abrange-se todas as FT determinadas na resolução ANEEL 270/2007. Além disso, tal escolha, também, possui um caráter elétrico funcional lógico, pois compreendem os equipamentos básicos da atividade transmissão.

Porém, analisando os diagramas unifilares (Anexo D) das subestações envolvidas, verifica-se outros equipamentos associados com a FT destes, bem como outras funções transmissão coligados.

Assim os elementos do objeto do estudo podem ser denotados da seguinte maneira:

Código Referência	Equipamento
1	Autotransformador 05 (Tijuco Preto)
2	Disjuntor 12854 (Tijuco Preto)
3	Disjuntor 12954 (Tijuco Preto)
4	Disjuntor 8454 (Tijuco Preto)
5	Disjuntor 8754 (Tijuco Preto)
6	Banco de Capacitores 10 (Tijuco Preto)
7	LT Itaberá - Tijuco Preto 2 (extremos)
8	Disjuntor 12724 (Tijuco Preto)
9	Disjuntor 12844 (Tijuco Preto)
10	Disjuntor 12848 (Itaberá)
11	Disjuntor 12728 (Itaberá)
12	Reator da LT Itaberá - Tijuco Preto 2 (Tijuco Preto)
13	Capacitor Série da LT Itaberá - Tijuco Preto 2 (Itaberá)

Tabela 5.1: Elementos do Objeto do Estudo

5.2.4 Análise das Funções e Falhas Funcionais

“Os objetivos dessa etapa são: definição das fronteiras do sistema e sua definição; identificação das interfaces de entrada e saída do sistema; identificação e descrição das funções do sistema; identificação das formas que sistema pode falhar ([92]).” [107]

Observa-se que os sistemas LTIATP2, RTIATP2 e BSIATP2, apesar de serem considerados distintos, são coligados eletricamente, portanto possuem grande interligação operativa e influência funcional mútua.

Num próximo passo, é necessário determinar os itens físicos que são potencialmente críticos com relação às funções mencionadas. Estes apresentam elevada taxa de falha, altos custos, baixa manutenibilidade, ou necessidade de pessoal externo de manutenção.

Assim, foram determinadas as falhas funcionais (relacionadas com seus itens críticos) bem como a apuração da frequência de falhas (F_F - número de falhas por ano) e do tempo médio do ciclo falha/reparo (r - horas) referentes a estas. Estes dados constam nas Tabelas 5.2, 5.3, 5.4, 5.6, 5.7 e 5.8.

Código	Falha	F_F	r
1F1	nas estruturas internas do transformador	0,2353	4
1F2	nas seccionadoras 12957, 12953 e 12851	0,2353	3
1F3	nas seccionadoras 8455,8473 e 8743	0	0

Tabela 5.2: Falhas Funcionais no Autotransformador 05

Código	Falha	F_F	r
2F1	internas do Disjuntor 12854 e TC adjunto	0,3529	30
3F1	internas do Disjuntor 12954 e TC adjunto	0	0
4F1	internas do Disjuntor 8454 e TC adjunto	0,1176	28
5F1	internas do Disjuntor 8744 e TC adjunto	0	0

Tabela 5.3: Falhas Funcionais nos disjuntores do Autotransformador 05

Código	Falha	F_F	r
6F1	dois ou mais elos fusíveis rompidos	0,3529	10
6F2	no Disjuntor 804C	0,8236	19
6F3	na Barra C4 de 345 kV	0	0
6F4	outras falhas	0,1176	8

Tabela 5.4: Falhas Funcionais no Banco de Capacitores 10

Código	Falha	F_F	r
7F1	nas estruturas internas da linha	0,3529	7
7F2	nas seccionadoras 12727, 12723 e 12841 (TP)	0,2353	8
7F3	nas seccionadoras 12725 e 12729 (IA)	0	0

Tabela 5.5: Falhas Funcionais na LT Itaberá - Tijuco Preto 2

Código	Falha	F_F	r
8F1	internas no Disjuntor 12724 e TC adjunto	0,1176	2
9F1	internas no Disjuntor 12844 e TC adjunto	0,4706	6
10F1	internas no Disjuntor 12848 e TC adjunto	0,1176	6
11F1	internas no Disjuntor 12728 e TC adjunto	0,8235	42

Tabela 5.6: Falhas Funcionais nos disjuntores da LT Itaberá - Tijuco Preto 2

Código	Falha	F_F	r
12F1	nas estruturas internas do reator	0,7059	11

Tabela 5.7: Falhas Funcionais no Reator da LT Itaberá - Tijuco Preto 2

Código	Falha	F_F	r
13F1	nos segmentos A e ou B do capacitor	0,5882	10
13F2	nos Disjuntores 12728SA e ou 12728SB	1,7647	5

Tabela 5.8: Falhas Funcionais no Capacitor Série da LT Itaberá - Tijuco Preto 2

5.2.5 Análise das Funções e Falhas Funcionais

O objetivo dessa etapa é identificar os modos de falhas dominantes dos itens críticos de manutenção. Para desenvolvimento da mesma será utilizada a ferramenta FMEA - Análise de Modos e Efeitos de Falha.

O FMEA fornece a caracterização dos modos associados aos itens físicos, às causas, aos seus efeitos e às suas conseqüências.

Desta forma, estas informações constam na Tabela 5.9.

Sistema	Função	Equipamentos
AT05	Transformação de Potência	1, 2, 3 4 e 5
BC10	Controle de Reativo	6
LTIATP2	Linha de Transmissão	7, 8, 9, 10 e 11
RTIATP2	Controle de Reativo	12
BSIATP2	Controle de Reativo	13

Tabela 5.9: Sistemas do Objeto do Estudo

Neste trabalho, o enfoque foi dado ao sistema, devido a maior simplicidade desta abordagem. E foram avaliados os parâmetros de severidade, ocorrência, detecção e grau de risco. Sendo este último determinado pelo produto dos três primeiros que por sua vez são avaliados pelas Tabelas 2.1, 2.2 e 2.3.

Assim, tomando a taxa de falha em falhas por ano esta tarefa consta nas Tabelas 5.10 e 5.11.

Falha	Taxa	Severidade	Ocorrência	Detecção	G. de Risco
1F1	0,2353	8	3	5	120
1F2	0,2353	8	3	6	144
1F3	0	8	1	6	24
2F1	0,3535	2	3	7	42
3F1	0	2	1	7	14
4F1	0,1177	2	3	7	42
5F1	0	2	1	7	14
6F1	0,3533	4	3	6	72
6F2	0,8255	6	1	6	112
6F3	0	6	1	6	36

Tabela 5.10: Análise das Funções e Falhas Funcionais

Falha	Taxa	Severidade	Ocorrência	Detecção	G. de Risco
6F4	0,1177	4	3	5	60
7F1	0,3541	10	3	8	240
7F2	0,2357	10	3	6	180
7F3	0	10	1	6	60
8F1	0,1177	2	3	7	42
9F1	0,4712	2	3	7	42
10F1	0,1177	2	3	7	42
11F1	0,8275	2	4	7	56
12F1	0,7070	6	4	7	154
13F1	0,2355	5	3	7	105
13F2	0	6	1	7	42

Tabela 5.11: Análise das Funções e Falhas Funcionais

5.2.6 Seleção de Tarefas de Manutenção Preventiva

Para [93], o principal critério empregado na seleção de tarefas preventivas é que sejam aplicáveis e eficazes. O termo aplicável, segundo [107], designa tarefas que possibilitam prevenir ou mitigar a falha, descobrir o início de um processo de falha ou descobrir uma falha oculta. O termo eficaz designa tarefas que sejam econômicas dentre as tarefas consideradas aplicáveis. Nessa etapa o objetivo é listar todas as tarefas de manutenção aplicáveis ao ativo e que irão fornecer um retorno financeiro frente aos recursos investidos e, então, selecionar as tarefas mais efetivas. Caso nenhuma tarefa seja selecionada, deve-se optar pela decisão de operar até a falha. Entretanto, essa opção não se aplica aos modos de falha associados com segurança. Nesse caso, a tarefa de reprojeto deve ser a opção principal.

Assim, fica determinada que cada falha listada está associada a uma tarefa de manutenção (com código de referência similar) bem como foram apurados a frequência de manutenções (F_M - manutenções por ano) tempo médio de realização de manutenções

(m - horas). Estes dados constam nas Tabelas 5.12, 5.13, 5.14, 5.16, 5.17 e 5.18. Os demais dados apurados referentes ao objeto do estudo estão no Anexo A.

Código	Manutenção	F_M	m
1M1	nas estruturas internas do transformador	0,8235	8
1M2	nas seccionadoras 12957, 12953 e 12851	0,7059	10
1M3	nas seccionadoras 8455,8473 e 8743	0,3529	10

Tabela 5.12: Manutenções no Autotransformador 05

Código	Manutenção	F_M	m
2M1	internas no Disjuntor 12854 e TC adjunto	0,5882	9
3M1	internas no Disjuntor 12954 e TC adjunto	0,4706	9
4M1	internas no Disjuntor 8454 e TC adjunto	0,7059	9
5M1	internas no Disjuntor 8744 e TC adjunto	0,7059	9

Tabela 5.13: Manutenções nos disjuntores do Autotransformador 05

Código	Manutenção	F_M	m
6M1	substituir elos fusíveis rompidos	1,7647	4
6M2	no Disjuntor 804C	0,4706	9
6M3	na Barra C4 de 345 kV	2,1176	10
6M4	outras manutenções	0,7059	8

Tabela 5.14: Manutenções no Banco de Capacitores 10

Código	Manutenção	F_M	m
7M1	nas estruturas internas da linha	2,7059	10
7M2	nas seccionadoras 12727, 12723 e 12841 (TP)	1,1765	10
7M3	nas seccionadoras 12725 e 12729 (IA)	0,8235	10

Tabela 5.15: Manutenções na LT Itaberá - Tijuco Preto 2

Código	Manutenção	F_M	m
8M1	internas no Disjuntor 12724 e TC adjunto	1,0588	9
9M1	internas no Disjuntor 12844 e TC adjunto	1,0588	9
10M1	internas no Disjuntor 12848 e TC adjunto	0,7059	10
11M1	internas no Disjuntor 12728 e TC adjunto	0,8235	10

Tabela 5.16: Manutenções nos disjuntores da LT Itaberá - Tijuco Preto 2

Código	Manutenção	F_M	m
12M1	nas estruturas internas do reator	0,5882	10

Tabela 5.17: Manutenções no Reator da LT Itaberá - Tijuco Preto 2

Código	Manutenção	F_M	m
13F1	nos segmentos A e ou B do capacitor	0,3529	10
13F2	nos Disjuntores 12728SA e ou 12728SB	0,3529	10

Tabela 5.18: Manutenções no Capacitor Série da LT Itaberá - Tijuco Preto 2

5.3 Detalhes da Implementação e Parametrização dos Modelos

5.3.1 Introdução

Com base nas informações apuradas e formatadas nas seções anteriores, elaborou-se um escopo do plano de manutenção programada para o objeto de estudo.

Entretanto, para implementar o método proposto, ainda, falta determinar os demais parâmetros dos modelos matemáticos e do método solução apresentados.

Esta escolha é de vital importância para a determinação das tarefas de manutenção mais custo/efetivas e viáveis tecnicamente para o estudo de caso, bem como o sincronismo/sintonização e a eficiência (tempo de realização) destas atividades. Tais aspectos são inicialmente dificultados, sobretudo em razão do grau de inovação do método proposto.

Para tal, serão desenvolvidas regras para estimar, de maneira lógica e efetiva, estes parâmetros, além de explicitar as hipóteses empregadas.

5.3.2 Modelo Determinístico

Parâmetros de Entrada

- i : por simplicidade, cada dia será considerado como um período distinto;
- J : determinado pela escolha do objeto de estudo, logo $J = 13$;
- F_{Mj} t_{1j} , determinados pela execução modelo multicritério; como regra de atualização será $t_{(i+1)j} = t_{ij} - 1$ se $x_{ij} = 0$ e $t_{(i+1)j} = \frac{1}{F_{Mj}}$ se $x_{ij} = 1$;
- G_1 : grupo operativo funcional composto pelo Autotransformador 05 e pela LT Itaberá - Tijuco Preto 2;
- G_2 : grupo operativo funcional composto pelos Disjuntores 12854 e 12954;
- G_3 : grupo operativo funcional composto pelos Disjuntores 8454 e 8754;
- G_4 : grupo operativo funcional composto pelos Disjuntores 12724 e 12844;
- G_5 : grupo operativo funcional composto pelos Disjuntores 12848 e 12728;
- $K = 5$ (número de grupos operativos funcionais);
- $DG_{1i} = \begin{cases} 2 & \text{se } i \text{ acontecer em um feriado nacional ou final de semana} \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$
(justificado pelas mudanças de carregamento do Sistema Elétrico);
- $DG_{2i} = 1$, manter a FT - Transformação de Potência em operação;
- $DG_{3i} = 1$, manter a FT - Transformação de Potência em operação;
- $DG_{4i} = 1$, manter a FT - Linha de Transmissão em operação;

- $DG_{5i} = 1$, manter a FT - Linha de Transmissão em operação;
- $J_1 = \{1, 7\}$ (determinado por G_1);
- $J_2 = \{2, 3\}$ (determinado por G_2);
- $J_3 = \{4, 5\}$ (determinado por G_3);
- $J_4 = \{8, 9\}$ (determinado por G_4);
- $J_5 = \{10, 11\}$ (determinado por G_5);
- $Cap_i = \begin{cases} 0 & \text{se } i \text{ acontecer em um feriado nacional ou final de semana} \\ 10 & \text{caso contrário} \end{cases}$
(justificado pelo fato que as equipes de manutenção de Furnas dão expediente somente durante horário comercial);
- m_j : apurados na seção anterior (Objeto do Estudo);
- r_j : apurados no seção anterior (Objeto do Estudo);
- $PFPV_j = 0$, para não inviabilizar o adicional à RAP;
- $k_j = \begin{cases} 60 & \text{se o equipamento } j \text{ for isento de PV} \\ 30 & \text{caso contrário} \end{cases}$
(justificado pela maior importância de equipamentos com penalidades legais seguir o modelo multicritério de maneira mais estrita);
- $p_j = \begin{cases} 0 & \text{se o equipamento } j \text{ for isento de PV} \\ 15 & \text{caso contrário} \end{cases}$,
para forçar o aproveitamento de desligamentos de equipamentos com penalidades legais;
- $C(m_j) = 500m_j$;
- $C(r_j) = 500r_j$.

Penalidades

- $w_1 = 1000$, justificado pelo provável pagamento de horas extras e ou necessidade de contratação de mão-de-obra externa;
- $w_2 = 50$;
- $y_{1j} = C(m_j) + PV(m_j)$;
- $y_{2j} = C(m_j) + \left[PV(m_j) \frac{\text{maior grau de risco}}{100} \right]$;
- $z = 500$.

5.3.3 Modelo Multicritério

O único parâmetro a se determinar é a taxa de conflito de escolha. Logo, toma-se $TCE = 1$ para todos os equipamentos, pois pretende-se obter um equilíbrio na relação entre confiabilidade e custos.

Como dado de entrada, deve-se informar o custo marginal referente a aplicação da frequência de manutenção F_M para cada tipo de manutenção. Como não foi possível ter acesso aos dados contábeis dos gastos monetários em materiais, logística e recursos humanos, foi estimada a seguinte regra, para determiná-los: $C(F_M) = 500mF_M$.

Além disto, executando o modelo pode-se determinar uma nova F_M (frequência de manutenção) para cada tipo de falha. Entretanto, para as falhas cujas taxas são nulas, não é possível esta ação. Nestes casos tomar-se-ia $F_M = 0,9F_{M\text{entrada}}$. Daí com a informação da data da última manutenção (associada a esta falha) realizada no equipamento vem que $t_{jFk} = \max\left(\frac{365}{F_M} - \chi_{jFk}, 0\right)$ onde t_{jFk} é o tempo vida útil do equipamento j referente a falha jFk e χ_{jFk} é o número de dias entre a realização da última manutenção e data inicial do horizonte de programação. Se o equipamento j apresenta um único tipo de falha, tem-se: $t_{1j} = t_{jF1}$.

Por outro lado, se o equipamento j apresenta vários tipos de falha, toma-se $t_{1j} = \min_k t_{jFk}$. Neste caso, convém, também, adotar um critério de manutenção opor-

tunista, ou seja, aproveitar o desligamento de um equipamento para se realizar vários tipos de manutenções. Ao se retirar um equipamento para manutenção num componente crítico, todos os demais estão, “por oportunidade”, potencialmente disponíveis para inspeção e manutenção, dependendo apenas de condições técnicas e econômicas que indiquem se é realmente o momento favorável. Assim, o critério deve contemplar segurança, disponibilidade logística, isolamento elétrica etc.

Logo, será adotada a seguinte regra: se $t_{jFk} \leq \Psi_{jFk}$ ($\Psi_{jFk} = \max\left(\frac{\text{grau de risco}}{2}, k_j\right)$) e $x_{ij} = 1$ deve-se, também, realizar a manutenção jMk . Tal inferência, evidentemente, não está pautada em características do equipamento e possui viés, meramente, experimental. Para determinações de caráter mais técnico seriam necessárias avaliações de um especialista, o que no atual estudo não foi possível.

Extrapolando-se o conceito de manutenção por oportunidade para componentes de um mesmo equipamento, em determinados equipamentos pode-se correlacionar diferentes equipamentos segundo sua interdependência elétrica, ou seja, que perderão sua função com o impedimento do equipamento principal. Surge, então, o conceito de manutenção por oportunidade de sistemas.

Voltando ao objeto do estudo, o sistema LTIATP2 (equipamento 7) é correlacionado com os sistemas RTIATP2 e BSIATP2 (equipamentos 12 e 13). Assim o desligamento do primeiro permite a realização de manutenção oportunista nos dois últimos. E será adotado o mesmo critério anteriormente citado, ou seja, se $t_{jFk} \leq \Psi_{jFk}$ ($j = \{12, 13\}$) e $x_{i7} = 1$ então deve-se realizar a manutenção jMk . Nesta situação, além das claras vantagens de aproveitamento logístico apresentadas neste procedimento, a resolução da ANEEL 270/2007 garante a isenção de pagamento de parcela variável para os equipamentos correlacionados.

Por fim, falta determinar a regra de atualização das taxas de transição das variáveis estocásticas de um ciclo de apuração para outro. A mesma será dada por:

$$\lambda_{atualizada} = \frac{\lambda_{medida} + \lambda_{entrada}}{2} \text{ e } \mu_{atualizada} = \frac{\mu_{medida} + \mu_{entrada}}{2}.$$

5.3.4 Técnicas de Solução Empregadas

Introdução

Nesta seção, detalham-se as instâncias da implementação Simulated Annealing (SA) e do Algoritmo Genético (AG). Ressalta-se, também, que a Heurística de Construção Desenvolvida (HC) não possui argumentos de implementação. Os demais dados apurados e tarefas executadas constam no Anexo B (demais detalhes referentes a implementação e parametrização dos modelos).

Simulated Annealing

A meta-heurística do Simulated Annealing, segundo [106], é um algoritmo derivado a partir de processos de recozimento sólidos desenvolvido em 1953. A analogia com a otimização combinatória foi introduzida por [46] e aperfeiçoada por [18]. O termo annealing, de acordo com [40], refere-se a um processo de resfriamento térmico que começa pela liquidação de um cristal, à alta temperatura, seguido pela lenta e gradativa diminuição de sua temperatura, até que o ponto de solidificação seja alcançado, quando o sistema atinge um estado de energia mínima. A SA pode ser utilizada na solução de diversos problemas de otimização combinatória.

Segundo [77], a meta-heurística utilizará a função-objetivo do modelo determinístico como função de avaliação para guiar o processo de busca de novas soluções. Entretanto apenas uma solução candidata vizinha a s é avaliada em cada iteração. Logo estratégias de movimento devem ser definidas, e muitas vezes o seu desenho depende da natureza do problema e da criatividade do projetista. A estratégia empregada neste trabalho usa um mecanismo para geração desse movimento que torna factível qualquer avaliação tratada e ao mesmo tempo otimiza o custo logístico: em cada período somente um equipamento pode estar em manutenção, além disso os equipamentos 1 e 7 só poderão estar em manutenção somente nos finais de semana e feriados e os demais equipamentos não estarão em manutenção nestes dias. Como definição de s' (vizinho de s^*) fica determinada como outra solução tal que $\|s' - s^*\|_F^2 \leq 1$ e que siga as demais

regras anteriormente citadas.

A temperatura, de acordo com [77], é um dos principais parâmetros da SA. Ela começa com um valor alto, permitindo que movimentos de pior qualidade (ou que piores a função objetivo) tenham maiores chances de ser escolhidos, sendo gradativamente reduzida até a convergência do método, o que equivale a diminuir as chances de escolha de um movimento de baixa qualidade, à medida que o método progride. Várias estratégias de redução da temperatura podem ser adotadas, e nenhum trabalho até o momento apresentou sugestões referentes ao melhor esquema de redução dessa temperatura. Há um consenso na literatura especializada de que este parâmetro depende da natureza do problema, devendo ser definido por experimentação. Três parâmetros de entradas relacionados com temperatura devem ser informados: a temperatura inicial, a taxa de redução da temperatura e o número de iterações na qual a temperatura permanece constante. Assim foram utilizados: $T_0 = 10^5$, $\alpha = 0,9$ e $L = 150$.

Além disso, para interromper a execução do SA após um número de iterações, sem encontrar uma solução ótima para o problema, foi definido um número máximo de iterações: $k_{max} = 1500$.

Algoritmo Genético

De acordo com [79], o Algoritmo Genético é uma técnica de Inteligência Artificial que, assim como definido por [34], foi criada com o intuito de imitar determinados processos observados na evolução natural das espécies. Deste modo, tal técnica fundamenta-se nas explicações oferecidas por Charles Darwin a respeito da seleção e evolução dos indivíduos na natureza, como também, em outras teorias de genética formuladas, posteriormente, por estudiosos tais como Gregor Mendel.

Logo, para compreender o funcionamento do AG implementado neste trabalho faz-se necessário realizar uma analogia à explicação sobre a evolução das espécies além das regras determinadas pela implementação do SA no item anterior.

Inicialmente foi gerada uma população formada por um conjunto aleatório de 1000 indivíduos (soluções factíveis do problema). Durante o processo evolutivo, esta

população é avaliada, sendo que para cada indivíduo é atribuída a sua aptidão bruta.

Uma porcentagem 10% dos melhores indivíduos (contando repetições) é selecionada para formar o conjunto dos pais da geração seguinte, enquanto os demais são descartados. Esta estratégia é chamada CHC (do inglês cross generational elitist selection, heterogeneous recombination and Cataclysmic mutation).

Após o cruzamento dos pais, feito aleatoriamente, a população atual é descartada e são gerados 990 para a futura população. Além disso, o melhor indivíduo da geração anterior sobrevive e compõe 1% da atual população (recompondo assim o número de 1000 indivíduos). Tal técnica é chamada de Genitor ([101]), ou seja, um algoritmo cujos melhores pontos encontrados são preservados na população e resulta numa busca mais agressiva, que na prática é geralmente bastante efetiva. No entanto existe o perigo de uma convergência prematura para mínimos locais principalmente quando usado em populações pequenas (como no caso em estudo). O ponto de cruzamento é sempre a metade do cromossomo. E para se solucionar o problema de convergência prematura para mínimos locais é utilizada uma alta taxa de mutação, de 10%.

O processo acima, chamado de reprodução, é repetido até que uma solução satisfatória seja encontrada. Ou seja, resta determinar os critérios de parada da heurística. Classicamente, para o AG existem três: número de gerações, encontrou-se uma solução (quando esta é conhecida) e perda de diversidade. Como no problema estudado não existem soluções conhecidas, este critério não foi adotado. Assim, foi tomado um máximo de 100 gerações e 2% mínimo de diversidade genética do conjunto de pais.

5.4 Testes Computacionais

5.4.1 Introdução

Com o intuito de verificar os resultados em termos de qualidade da solução, os testes foram desenvolvidos para verificar o desempenho da metodologia proposta em encontrar soluções para o problema de programação de manutenção em diferentes

instâncias (metodologia, modelo e técnica de solução).

Primeiramente (Período I - de 03/06/2008 a 31/05/2009) foram testados os procedimentos com dados de entrada reais. Os testes seguintes (Período II - de 01/06/2009 a 31/05/2010) comparam a metodologia considerando dois módulos de entrada: a execução hipotética da solução encontrada no primeiro teste e com dados de execução real. Por último, foi testada (Período III - de 01/06/2010 a 31/05/2011) a aplicação da metodologia em três módulos de entrada: considerando a execução hipotética das duas soluções encontradas no segundo teste e com dados de execução real. Quanto à motivação de realização deste terceiro ciclo de testes, uma vez que não foi possível a coleta dos dados reais o que inviabilizada a sua avaliação pela comparação com estes, seria investigar o potencial desempenho da aplicação da metodologia proposta em vários períodos consecutivos.

Para cada caso dos Períodos I e II o Simulated Annealing foi executado com três entradas distintas: uma solução determinada pela Heurística Construtiva Desenvolvida (Subcaso I); uma solução onde nenhuma manutenção é selecionada inicialmente (Subcaso II) e os dados da execução real de manutenção no período (Subcaso III), com o intenção de verificar a influência da solução inicial nas soluções finais obtidas. o Período III foi executado somente com a entrada determinada pela HC.

O Algoritmo Genético, também, foi executado três vezes em cada caso para os dois primeiros períodos. Neste caso, verifica-se a consolidação do método executando-o com os mesmos dados de entrada. Já o Período III foi executado uma única vez por caso.

Todas as rotinas foram implementadas em MATLAB. Os resultados foram obtidos em um computador pessoal com processador Intel Atom N270, de 1,6 GHz que possui 1 GB de memória RAM, usando o sistema operacional Windows XP.

5.4.2 Resultados

Simulated Annealing

A execução do modelo determinístico pela aplicação do Simulated Annealing gerou os resultados das Tabelas 5.19, 5.20, 5.21, 5.22, 5.23, 5.24, 5.25, 5.26, 5.27, 5.28, 5.29 e 5.30.

Data	Manutenção	m (horas)
06/07/2008	7M1	10
26/10/2009	7M1	10
09/02/2009	5M1	9
15/02/2009	7M1	10

Tabela 5.19: Simulated Annealing - Período I - Caso Único - Subcaso 1

Data	Manutenção	m (horas)
29/06/2008	7M1	10
21/09/2008	7M1	10
07/12/2008	7M1	10
20/02/2009	5M1	9
07/03/2009	7M1	10

Tabela 5.20: Simulated Annealing - Período I - Caso Único - Subcaso 2

Data	Manutenção	m (horas)
07/07/2008	5M1	9
16/07/2008	8M1	9
23/07/2008	11M1	10
26/07/2008	7M1	10
07/08/2008	3M1	10
14/09/2008	7M1, 7M2 e 7M3	10
27/09/2008	1M1	6
08/11/2008	7M1	10
27/11/2008	3M1	10
08/12/2008	5M1	9
03/01/2009	7M1	10
03/03/2008	3M1	10
21/03/2009	7M1	10

Tabela 5.21: Simulated Annealing - Período I - Caso Único - Subcaso 3

Data	Manutenção	m (horas)
28/06/2009	7M1	10
08/11/2009	7M1	10
21/03/2010	7M1	10
31/05/2010	3M1	9

Tabela 5.22: Simulated Annealing - Período II - Caso 1 - Subcaso 1

Data	Manutenção	m (horas)
28/06/2009	7M1	10
13/09/2009	7M1	10
19/12/2009	7M1	10
08/05/2010	7M1	10
19/05/2010	3M1	9

Tabela 5.23: Simulated Annealing - Período II - Caso 1 - Subcaso 2

Data	Manutenção	m (horas)
06/06/2009	7M1	10
21/06/2009	11M1	10
24/06/2009	2M1	9
06/07/2009	5M1	9
19/07/2009	7M1 e 7M3	10
10/10/2009	7M1	10
29/11/2009	7M1	10
24/01/2010	5M1	9
02/02/2010	8M1	10
27/02/2010	7M1	10
02/03/2010	3M1	9
21/03/2010	7M1 e 7M3	10
01/04/2010	6M1	4
18/04/2010	7M1 e 7M3	10
22/04/2010	5M1	9
21/05/2010	1M1 e 1M2	10

Tabela 5.24: Simulated Annealing - Período II - Caso 1 - Subcaso 3

Data	Manutenção	m (horas)
01/06/2009	6M3	10
22/11/2009	7M3	10

Tabela 5.25: Simulated Annealing - Período II - Caso 2 - Subcaso 1

Data	Manutenção	m (horas)
01/06/2009	6M3	10
18/08/2009	6M3	10
29/08/2009	7M3	10
11/12/2009	6M3	10

Tabela 5.26: Simulated Annealing - Período II - Caso 2 - Subcaso 2

Data	Manutenção	m (horas)
01/06/2009	6M3	10
21/06/2009	11M1	10
24/06/2009	2M1	9
19/07/2009	7M1 e 7M3	10
22/12/2009	9M1	9
13/01/2010	6M1	4
27/01/2010	7M1, 7M1 e 7M3	10
02/02/2010	8M1	10
02/03/2010	3M1	9
20/03/2010	6M3	10
21/03/2010	7M1 e 7M3	10
18/04/2010	7M1 e 7M3	10
21/05/2010	1M1 e 1M2	10

Tabela 5.27: Simulated Annealing - Período II - Caso 2 - Subcaso 3

Data	Manutenção	m (horas)
03/01/2011	5M1	9
01/05/2011	7M1	10

Tabela 5.28: Simulated Annealing - Período III - Caso 1

Data	Manutenção	m (horas)
25/02/2011	5M1	9
13/03/2011	7M3	10

Tabela 5.29: Simulated Annealing - Período III - Caso 2

Data	Manutenção	m (horas)
12/12/2010	7M3	10
25/02/2011	5M1	9
14/03/2011	4M1	9

Tabela 5.30: Simulated Annealing - Período III - Caso 3

Algoritmo Genético

A execução do modelo determinístico pela aplicação do Algoritmo Genético gerou os resultados das Tabelas 5.31, 5.32, 5.33, 5.34, 5.35, 5.36, 5.37, 5.38, 5.39, 5.40, 5.41 e 5.42.

Data	Manutenção	m (horas)
21/07/2008	7M1	10
06/09/2008	7M1	10
18/01/2009	7M1	10
10/02/2009	5M1	9

Tabela 5.31: Algoritmo Genético - Período I - Caso Único - Teste 1

Data	Manutenção	m (horas)
08/06/2008	10M1	10
19/07/2008	7M1	10
04/10/2008	7M1	10
08/02/2009	7M1	10
18/02/2009	5M1	9

Tabela 5.32: Algoritmo Genético - Período I - Caso Único - Teste 2

Data	Manutenção	m (horas)
08/06/2008	7M1	10
19/10/2008	7M1	10
24/02/2009	7M1	10
12/03/2009	5M1	9

Tabela 5.33: Algoritmo Genético - Período I - Caso Único - Teste 3

Data	Manutenção	m (horas)
13/06/2009	7M1	10
26/07/2009	5M1	9
31/10/2009	7M1	10
13/02/2010	7M1	10
30/04/2010	3M1	9

Tabela 5.34: Algoritmo Genético - Período II - Caso 1 - Teste 1

Data	Manutenção	m (horas)
14/06/2009	7M1	10
12/09/2009	7M1	10
09/01/2010	7M1	10
08/05/2010	7M1	10
28/05/2010	3M1	9

Tabela 5.35: Algoritmo Genético - Período II - Caso 1 - Teste 2

Data	Manutenção	m (horas)
06/06/2009	7M1	10
01/08/2009	7M1	10
25/12/2009	7M1	10
27/03/2010	7M1	10

Tabela 5.36: Algoritmo Genético - Período II - Caso 1 - Teste 3

Data	Manutenção	m (horas)
02/06/2009	6M3	10
29/11/2009	7M3	10

Tabela 5.37: Algoritmo Genético - Período II - Caso 2 - Teste 1

Data	Manutenção	m (horas)
19/07/2009	6M3	10
21/08/2009	7M3	10
29/01/2010	6M3	10

Tabela 5.38: Algoritmo Genético - Período II - Caso 2 - Teste 2

Data	Manutenção	m (horas)
27/09/2009	6M3	10
31/10/2009	7M3	10

Tabela 5.39: Algoritmo Genético - Período II - Caso 1 - Teste 3

Data	Manutenção	m (horas)
10/01/2011	5M1	9
01/05/2011	7M1	10

Tabela 5.40: Algoritmo Genético - Período III - Caso 1

Data	Manutenção	m (horas)
15/02/2011	5M1	9
12/03/2011	7M3	10

Tabela 5.41: Algoritmo Genético - Período III - Caso 2

Data	Manutenção	m (horas)
21/11/2010	7M3	10
23/02/2011	5M1	9
18/03/2011	4M1	9

Tabela 5.42: Algoritmo Genético - Período III - Caso 3

5.4.3 Outros Dados de Saída

Outros dados de saída são:

- valor da função objetivo da solução de entrada (fob_{in});
- valor da função objetivo da solução de saída (fob_{out});
- valor de Parcela Variável por Indisponibilidade consumida (PVI);

- tempo de Equipe de Manutenção consumido (T_M);
- adicional de Parcela Variável obtido (APV);
- tempo de processamento da solução (t).

Simulated Annealing

Subcaso	fob_{in}	fob_{out}	PVI (R\$)	T_M (h)	APV (R\$)	t (s)
1	166050	166050	62.028,89	39	352.996,91	40930
2	656131727	14592062	0,00	49	338.631,87	42551
3	$1,6616 \times 10^9$	$1,3557 \times 10^9$	217.101,11	119	249.330,85	42110
real	$1,6616 \times 10^9$	$1,6616 \times 10^9$	239.967,74	41	249.330,85	0

Tabela 5.43: Outros Dados de Saída - SA - Período I - Caso Único

Subcaso	fob_{in}	fob_{out}	PVI (R\$)	T_M (h)	APV (R\$)	t (s)
1	155050	155050	92.996,83	39	352.996,91	41743
2	727787418	15301038	92.996,83	49	338.631,87	42551
3	$2,1391 \times 10^{10}$	$2,1197 \times 10^{10}$	1.022.965,17	168	249.330,85	42.059
real	$2,1391 \times 10^{10}$	$2,1391 \times 10^{10}$	1.636.768,42	156	85.135,85	0

Tabela 5.44: Outros Dados de Saída - SA - Período II - Caso 1

Subcaso	fob_{in}	fob_{out}	PVI (R\$)	T_M (h)	APV (R\$)	t (s)
1	135050	135050	0,00	20	282.226,10	41806
2	874645932	32960607	0,00	34	267.861,06	41815
3	$3,5795 \times 10^9$	$3,5355 \times 10^9$	325.488,92	121	282.226,10	42.162
real	$3,5795 \times 10^9$	$3,5795 \times 10^9$	1.636.768,42	156	85.135,85	0

Tabela 5.45: Outros Dados de Saída - SA - Período II - Caso 1

Caso	fob_{in}	fob_{out}	PVI (R\$)	T_M (h)	APV (R\$)	t (s)
1	316050	316050	0,00	19	352.996,91	41639
2	136050	136050	0,00	19	352.996,91	41622
3	135600	135600	0,00	28	352.996,91	41638

Tabela 5.46: Outros Dados de Saída - SA - Período III

Algoritmo Genético

Teste	Gerações	fob_{out}	PVI (R\$)	T_M (h)	APV (R\$)	t (s)
1	17	14582062	62.028,89	39	352.996,91	3082
2	5	40402062	62.028,89	49	352.996,91	1037
3	11	156050	62.028,89	39	352.996,91	3216

Tabela 5.47: Outros Dados de Saída - AG - Período I - Caso Único

Teste	Gerações	fob_{out}	PVI (R\$)	T_M (h)	APV (R\$)	t (s)
1	52	2288550	92.996,83	48	352.996,91	9543
2	22	165550	92.996,83	49	338.61,87	4179
3	8	31160955	92.996,83	40	338.61,87	1624

Tabela 5.48: Outros Dados de Saída - AG - Período II - Caso 1

Teste	Gerações	fob_{out}	PVI (R\$)	T_M (h)	APV (R\$)	t (s)
1	6	135500	0,00	20	282.226,10	1219
2	8	14922554	0,00	30	282.226,10	1565
3	5	36779020	0,00	30	282.226,10	1100

Tabela 5.49: Outros Dados de Saída - AG - Período II - Caso 2

Caso	Gerações	fob_{out}	PVI (R\$)	T_M (h)	APV (R\$)	t (s)
1	14	136050	0,00	19	352.996,91	2618
2	43	136050	0,00	19	352.996,91	7719
3	11	135600	0,00	28	352.996,91	2142

Tabela 5.50: Outros Dados de Saída - AG - Período III

5.4.4 Dados Relativos Consolidados

Dados relativos consolidados são:

- melhoria da função objetivo: $MFO = \left(\frac{fob_{in} - fob_{out}}{fob_{in}} \times 100 \right)$;
- relação entre solução encontrada e melhor solução obtida: $RSO = \left(\frac{fob_{out(Atual)}}{fob_{out(menor)}} \right)$;
- perdas monetárias computadas: $PMC = PVI - APV$;
- relação entre tempo da equipe de manutenção consumido e melhor tempo de equipe de manutenção obtido: $RTE = \left(\frac{T_{M(Atual)}}{T_{M(menor)}} \right)$.

Os demais dados apurados e tarefas executadas constam no Anexo C (apuração do Caso Real, soluções Iniciais para o Subcaso 1 do SA e os resultados do modelo multicritério).

Simulated Annealing

Subcaso	MFO (%)	RSO	PMC (R\$)	RTE
1	0	1	-290.968,02	1
2	97,8	88	-338.631,87	1,2564
3	73,2	8164	-32.229,74	3,0513
real	0	10043	-9.363,11	1,0513

Tabela 5.51: Dados Relativos Consolidados - SA - Período I - Caso Único

Subcaso	<i>MFO</i> (%)	<i>RSO</i>	<i>PMC</i> (R\$)	<i>RTE</i>
1	0	1	-260.000,08	1
2	97,9	99	-245.635,04	1,2564
3	0,9	136271	773.634,32	4,3077
real	0	137519	1.551.632,57	4

Tabela 5.52: Dados Relativos Consolidados - SA - Período II - Caso 1

Subcaso	<i>MFO</i> (%)	<i>RSO</i>	<i>PMC</i> (R\$)	<i>RTE</i>
1	0	1	-282.226,10	1
2	91,5	244	-267.861,06	1,7
3	1,2	26092	43.262,82	6,05
real	0	26417	1.551.632,57	7,8

Tabela 5.53: Dados Relativos Consolidados - SA - Período II - Caso 2

Algoritmo Genético

Subcaso	<i>RSO</i>	<i>PMC</i> (R\$)	<i>RTE</i>
1	93	-290.968,02	1
2	259	-290.968,02	1,2564
3	1	-290.968,02	1
real	10647	-9.363,11	1,0513

Tabela 5.54: Dados Relativos Consolidados - AG - Período I - Caso Único

Subcaso	<i>RSO</i>	<i>PMC</i> (R\$)	<i>RTE</i>
1	13,82	-260.000,08	1,2
2	1	-245.635,04	1,225
3	188	-245.635,04	1
real	1291	1.551.632,57	3,9

Tabela 5.55: Dados Relativos Consolidados - AG - Período II - Caso 1

Subcaso	<i>RSO</i>	<i>PMC</i> (R\$)	<i>RTE</i>
1	1	-282.226,10	1
2	110	-282.226,10	1,5
3	26417	-282.226,10	1,5
real	26417	1.551.632,57	7,8

Tabela 5.56: Dados Relativos Consolidados - AG - Período II - Caso 2

5.4.5 Comparação dos Métodos de Solução

Dados de Saída

Método	fob_{out}	<i>PVI</i> (R\$)	T_M (h)	<i>APV</i> (R\$)	t (s)
SA	14592062	0,00	49	338.631,87	42551
AG	156050	62.028,89	39	352.996,91	3216
HC	166050	62.028,89	39	352.996,91	–
real	$1,6616 \times 10^9$	239.967,74	41	249.330,85	–

Tabela 5.57: Comparação Dados de Saída - Período I - Caso Único

Método	fob_{out}	<i>PVI</i> (R\$)	T_M (h)	<i>APV</i> (R\$)	t (s)
SA	15301038	92.996,83	49	338.631,87	42551
AG	165550	92.996,83	49	338.631,87	4179
HC	155050	92.996,83	39	352.996,91	–
real	$2,1391 \times 10^{10}$	1.636.768,42	156	85.135,85	–

Tabela 5.58: Comparação Dados de Saída - Período II - Caso 1

Método	fob_{out}	PVI (R\$)	T_M (h)	APV (R\$)	t (s)
SA	32960607	0,00	34	267.861,06	41815
AG	135500	0,00	20	282.226,10	1219
HC	135050	0,00	20	282.226,10	–
real	$3,5795 \times 10^9$	1.636.768,42	156	85.135,85	–

Tabela 5.59: Comparação Dados de Saída - Período II - Caso 2

Método	fob_{out}	PVI (R\$)	T_M (h)	APV (R\$)	t (s)
AG	136050	0,00	19	352.996,91	2618
HC	316050	0,00	19	352.996,91	–

Tabela 5.60: Comparação Dados de Saída - Período III - Caso 1

Método	fob_{out}	PVI (R\$)	T_M (h)	APV (R\$)	t (s)
AG	136050	0,00	19	352.996,91	7719
HC	136050	0,00	19	352.996,91	–

Tabela 5.61: Comparação Dados de Saída - Período III - Caso 2

Método	fob_{out}	PVI (R\$)	T_M (h)	APV (R\$)	t (s)
AG	135600	0,00	28	352.996,91	2142
HC	135600	0,00	28	352.996,91	–

Tabela 5.62: Comparação Dados de Saída - Período III - Caso 3

Dados Relativos Consolidados

Método	<i>RSO</i>	<i>PMC</i> (R\$)	<i>RTE</i>
SA	93,51	-338.631,87	1
AG	1	-290.968,02	1,2564
HC	1	-290.968,02	3,0513
real	10647	-9.363,11	1,0513

Tabela 5.63: Comparação Dados Relativos Consolidados - Período I - Caso Único

Método	<i>RSO</i>	<i>PMC</i> (R\$)	<i>RTE</i>
SA	92,43	-245.635,04	1,2564
AG	1,07	-245.635,04	1,2564
HC	1	-260.000,08	1
real	137962	1.551.632,57	4

Tabela 5.64: Comparação Dados Relativos Consolidados - Período II - Caso 1

Método	<i>RSO</i>	<i>PMC</i> (R\$)	<i>RTE</i>
SA	244,06	-267.861,06	1,7
AG	1,003	-282.226,10	1
HC	1	-282.226,10	1
real	26505	1.551.632,57	7,8

Tabela 5.65: Comparação Dados Relativos Consolidados - Período II - Caso 2

5.5 Avaliação dos Resultados**5.5.1 Introdução**

Em todo processo de planejamento, em especial aqueles que envolvem decisões em sistemas estratégicos, o decisor precisa incluir uma etapa de acompanhamento

e avaliação dos resultados, visando corrigir eventuais desvios dos objetivos, imprecisões nos modelos, ou para tirar proveito de novas oportunidades.

Assim, o objetivo desta seção é verificar se os procedimentos propostos funcionam, e se existem diferenças de desempenho, principalmente em termos de qualidade, entre a metodologia sugerida e o caso real. Logo os experimentos realizados neste trabalho têm os seguintes objetivos: avaliar a viabilidade do modelo desenvolvido, verificar a eficiência das técnicas de solução empregadas e a eficácia da metodologia utilizada.

Embora outros testes pudessem ser realizados em outras instâncias semelhantes, os testes desta dissertação foram todos executados em instâncias geradas tendo como base a comparação com problemas reais. Instâncias geradas para outros testes podem trazer significativa quantidade de dados, os quais poderiam confundir a avaliação do desempenho dos métodos sugeridos para a finalidade deste trabalho.

Em função dos resultados experimentais obtidos, pode-se dizer que os testes realizados atingiram os seus objetivos e mostrou ser correta a expectativa quanto ao método proposto para a otimização do problema de programação de manutenção, ou seja, o método proposto pode contribuir de maneira a agregar as características vantajosas à racionalização efetiva dos recursos envolvidos neste processo. Todavia ainda são necessários muitos outros estudos para que o mesmo possa ser aplicado para a solução de problemas práticos do Setor Elétrico.

5.5.2 Metodologia

A solução do problema está relacionada com o gerenciamento do ciclo de vida dos equipamentos bem como o ajuste fino das decisões diárias tomadas para a gestão dos recursos logísticos de manutenção. Assim é necessário definir medidas em termos de recursos relacionados à manutenção (custos, horas de equipes aplicadas, disponibilidade etc) para avaliar de maneira objetiva os dados experimentais obtidos.

Os resultados obtidos mostram que a metodologia proposta apresentou melhoria relativa significativa em todos os casos e aspectos avaliados. Além disso, a

aplicação da mesma em períodos consecutivos resultou na convergência das melhores soluções obtidas independente dos divergentes dos dados de entradas.

Como esperado, todos os procedimentos de teste efetuados evidenciam que as boas soluções não precisam necessariamente consumir mais recursos para serem alcançadas. Os testes, também, demonstraram as possibilidades de se implementar os procedimentos da método a problemas reais. Muito embora ainda continue a ser explorada, a metodologia proposta solucionou muito bem o problema de programação de manutenção no Sistema Elétrico Nacional.

5.5.3 Modelo

“Validar um modelo consiste na confirmação de sua capacidade de reprodução do comportamento do sistema modelado ([25], [104], [45]). A validação resume-se em submeter o sistema modelado e o modelo ao mesmo conjunto de sinais externos, e comparar os resultados obtidos.” [87]

Foi impraticável, por questões diversas, submeter o processo de manutenção a experimentos deste porte, os quais levam anos para produzir resultados. Entretanto, pôde-se analisar o desempenho do sistema em um período de tempo passado, para o qual se conheça os sinais externos, e simular o modelo com os mesmos sinais.

Assim a validação do modelo pôde ser confirmada pelo comportamento da função objetivo nos diversos casos abordados em contraste ao caso real. Praticamente todos os procedimentos de teste efetuados evidenciam, de maneira muito clara, que as boas soluções, ou seja, aquelas que consumiram menos os recursos (com melhor distribuição na janela de programação) associadas com melhores índices de confiabilidade dos equipamentos, apresentaram o menor valor de função objetivo.

Nota-se, inclusive, uma sensibilidade excessivamente exacerbada da referida função principalmente no quesito distribuição na janela de programação. Isto confirma a boa representação pelo modelo da relação entre confiabilidade e utilização dos recursos de manutenção. Atestando, assim, a eficiência do mesmo como importante ferramenta

de decisão para programação de manutenção. No entanto, indica que em um futuro estudo, uma melhor parametrização do modelo ainda poderá faz-se-ia necessária.

5.5.4 Técnicas de Solução

Simulated Annealing

O desempenho do Simulated Annealing (SA) foi avaliado através da sua eficácia e eficiência.

A eficácia foi calculada pela razão entre o melhor valor encontrado da função objetivo e o obtido pela execução do SA. Assim, o método apresentou resultados pouco eficazes. Tal constatação indica que o SA, como método de solução programado, é bastante sensível à solução de entrada empregada, não sendo confiável para encontrar mínimos globais. A eficiência do SA foi avaliada, em porcentagem, pela melhoria da solução de entrada empregada e solução de saída obtida. Neste caso, o SA apresentou-se relativamente eficiente, principalmente nos subcasos 2, não chegando a ser necessariamente eficaz.

Quando ao tempo médio de processamento do método foi de aproximadamente 12 horas.

Com base nos resultados deste trabalho, a aplicação do SA em problemas reais ainda carece de melhorias na capacidade do método em resolver problemas de programação de manutenção do setor elétrico.

Algoritmo Genético

Com base nos mesmos critérios anteriores o Algoritmo Genético (AG) obviamente só pôde ser avaliado por sua eficácia. Assim, o método apresentou resultados bastante eficazes encontrando em todos os casos testados as melhores soluções (ou muito próxima delas) conhecidas.

Entretanto estas soluções só foram encontradas depois da execução de vários ciclos de testes. Fato que, na prática, se mostrou pouco relevante uma vez que cada

ciclo do método demonstrou-se bem mais barato (rápido) comparados com o Simulated Annealing (com tempos, na média, inferiores a uma hora). O que permitiu a realização de muitas instâncias de testes com bem menos custo computacional.

Com base nos resultados deste trabalho, a aplicação da AG em problemas reais mostrou-se bastante promissor na sua capacidade em resolver problemas (de pequeno porte) de programação de manutenção do setor elétrico. Por outro lado, para obtenção de conclusões seguras devem ser realizados novos testes, em especial, para problemas programação de manutenção mais complexos e de médio e grande porte ou, indica que essa escolha deve ser baseada na experimentação. Ou seja, novos estudos far-se-ão necessários.

Avaliação das Técnicas de Solução

Em todos as instâncias avaliadas o AG mostrou-se mais eficaz em comparação com o SA, encontrando as soluções que consumiram os recursos necessários e suficientes para uma distribuição racional e concatenada na janela de programação das atividades de manutenção e assim apresentado a melhor relação custo/confiabilidade dos ativos de transmissão estudados.

Entretanto ambos os métodos apresentaram melhorias significativas de qualidade em relação às soluções aplicadas na prática (caso real).

A Heurística Construtiva Desenvolvida também apresentou resultados que rivalizaram com os do Algoritmo Genético. Mas, este método possui aplicação limitada a casos de pequeno porte ou de médio porte com baixa frequência de manutenções.

Portanto o método de solução mais promissor, considerando as instâncias de testes até aqui realizadas, para continuar o desenvolvimento de pesquisas futuras foi o Algoritmo Genético pois este demonstrou ser a técnica mais robusta (encontrou as melhores soluções em todos os casos estudados).

Capítulo 6

Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

6.1 Conclusões

Este trabalho foi elaborado visando a melhoria da eficiência e confiabilidade da indústria da energia elétrica. Na sua execução, foram apresentadas algumas contribuições do ponto de vista técnico e teórico.

Conforme comentado anteriormente, a natureza combinatorial do problema de programação proposto neste trabalho, que também apresenta características típicas, amplia significativamente o número de diferentes possibilidades de cronogramas, dificultando sobremaneira a definição de uma solução perfeitamente adequada aos objetivos pretendidos. Observa-se mesmo assim que, nas soluções encontradas através dos testes computacionais, os cronogramas obtidos apresentaram uma alocação de desligamentos dos equipamentos ao longo do tempo bastante coerente, mostrando a capacidade que a sistemática desenvolvida possui para otimizar, de maneira consistente, planos de manutenção e, desta forma, ser utilizada como ferramenta de apoio para a tomada de decisões nesta área. Portanto, considera-se que este objetivo específico do trabalho foi atingido, sendo necessário, entretanto considerar as características da metodologia

empregada e fazer uso da ferramenta com visão crítica.

Em relação aos objetivos do trabalho de análise e determinação da programação de manutenção dos ativos de transmissão do Sistema Elétrico, citados no capítulo de introdução, verifica-se que o emprego da sistemática proposta pode vir a atendê-los. As preocupações com as restrições sistêmicas em um determinado período e a gestão adequada dos recursos de manutenção são aspectos que estão essencialmente incorporados à metodologia de proposta solução. Mas, para incorporá-las de fato, seria necessário ampliar o objeto de estudo para, ao menos, uma instalação elétrica real, inserindo e submetendo todos seus equipamentos e estrutura logística de manutenção ao método de programação proposto. Todavia, deve-se atentar para o fato de que a incorporação de novos elementos aumenta exponencialmente as possibilidades de configurações de soluções para os quais deverão ser calculados as características do plano de programação e devidamente otimizadas pela aplicação do método de solução no modelo matemático do problema, intensificando, assim, o uso de recursos computacionais.

Como anteriormente observado, o estudo de caso e os testes computacionais realizados indicam que o modelo desenvolvido possui a capacidade de formular um plano de programação consistente. Entretanto, muitas possibilidades de melhoria encontram-se presentes nas soluções indicadas pelo modelo e, desta forma, a abordagem e os recursos adotados na solução do problema não podem ser considerados totalmente esgotados. Ao contrário, são diversas as possibilidades de desenvolvimento da sistemática, sendo que as mesmas vão desde a implantação de melhorias na representação dos ativos e dos recursos logísticos no modelo de programação de manutenção até a introdução de mecanismos que permitam ao método a obtenção de melhores soluções. Estas possibilidades serão, melhor, abordadas a seguir.

6.2 Trabalhos Futuros

O problema de programação de manutenção em ativos de energia elétrica apenas recentemente tem ganhado um pequeno espaço na pesquisa acadêmica. Até

então, a maioria dos trabalhos sobre manutenção em sistemas de potência se concentram no planejamento e gestão de planos de manutenção. Quase nenhuma literatura foi encontrada sobre a implementação efetiva da programação destes planos de manutenção.

Como esta foi uma pesquisa piloto, existem muitas alternativas para desenvolvimentos futuros. Dentre as diversas áreas do conhecimento humano que poderiam contribuir para o desenvolvimento da metodologia para solução real do problema, destacam-se a Matemática Aplicada (Pesquisa Operacional e Otimização) e as Engenharias Elétrica e de Produção.

A integração de outros aspectos logísticos ligados ao problema poderiam ser agregados ao modelo, assim como transporte, ferramentaria, gestão de peças de substituição, custos operacionais de manutenção etc. Outro aspecto relevante refere-se à representação das variações sazonais e diárias na demanda de energia, capacitando a avaliação para a escolha de diferentes épocas do ano e do dia que possam ser mais convenientes para a execução de manutenções de um determinado equipamento e ou instalação.

Quanto ao modelo matemático são diversas as possibilidades de detalhamento do processo de manutenção, inserindo características não contempladas neste trabalho e que podem ser consideradas relevantes em determinados cenários. Dentre estas possibilidades destacam-se: flexibilidade da capacidade das equipes de manutenção (possibilidade de transferência temporária de mão-de-obra) nos momentos em que ocorre o desligamento de um determinado equipamento; representação adequada dos aspectos relacionados à confiabilidade (maior detalhamento das falhas, dos itens críticos, modos de falha etc); determinação mais acurada das regras para realização manutenções oportunistas; maior detalhamento das operações de manutenção.

Em relação ao processo de programação de manutenção propriamente dito algumas melhorias podem ser vislumbradas. Buscando simplificar o processo de desenvolvimento do modelo proposto, assumiu-se a premissa que qualquer desligamento tem seu início na primeira hora do expediente das equipes de manutenção de cada período. Portanto, em qualquer configuração com mais de um equipamento desligado, todas

iniciam a manutenção no mesmo momento do período. Entretanto, seria necessário verificar se esta é efetivamente a melhor distribuição de paradas dentro da janela de programação. Portanto, uma oportunidade de desenvolvimento seria inserir no processo de otimização a distribuição de desligamento dentro dos períodos de programação, identificando o melhor arranjo para cada configuração.

Também foi percebido que algumas soluções apresentaram possibilidades de melhoria no arranjo das manutenções, identificando a necessidade de pesquisar e testar mecanismos que permitam ao método de solução e ou procedimentos pós-solução a obtenção de melhores soluções.

Além disso, o horizonte de longo prazo tratado no problema, permite supor que mudanças estruturais podem ocorrer no objeto de estudo, como, por exemplo, novos projetos ou alterações de capacidade nas unidades. Portanto, o tratamento deste aspecto do problema é outra área que pode vir a merecer atenção e requerer adaptação do método proposto.

Referências Bibliográficas

- [1] F.T.M. Abrahão; *A meta-heurística colônia de formigas para solução do problema de programação de manutenção preventiva de uma frota de veículos com múltiplas restrições: aplicação na força aérea brasileira*, USP (2006).
- [2] A.R. Albuquerque; *Fluxo de Caixa em Risco: Uma Nova Abordagem para o Setor de Distribuição de Energia Elétrica*, PUC (2008).
- [3] G.J. Anders; *Probability Concepts in Electric Power System*, A Wiley-Interscience publication (1990) *apud* [96].
- [4] R.P. d'Araújo; *O setor elétrico brasileiro - uma aventura mercantil*, Coronário Editora Gráfica Ltda (2009).
- [5] R. Arcuri Filho; *O futuro conceito de manutenção*, XXIV Convención Panamericana de Ingenieros, San José - Costa Rica (1996).
- [6] C.F. Ariza; *Manutenção preventiva - objetivos, desenvolvimento e aplicação*, Manutenção & Serviços, Ano 1, n.5, jun/jul (1988) *apud* [51].
- [7] Associação Brasileira de Normas Técnicas; *Confiabilidade e Manutenibilidade - Terminologia*, (1994).
- [8] A.T. Bharucha-Reid ; *Elements of the Theory of Markov Processes and Their Applications*, Dover Publications (1997).
- [9] R. Billinton, R. N. Allan ; *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*, Plenum Pres (1992) *apud* [70].

- [10] D.B. Birewar; *Design, planning and scheduling of multiproduct batch plants*, Carnegie Mellow University (1989) *apud* [75].
- [11] D. Blackwell, M.A. Girshick; *Theory of Games and Statistical Decisions*, Dover Publications (1954).
- [12] C. Blum, A. Roli; *Metaheuristics in combinatorial optimization: Overview and conceptual comparison*, ACM Computing Surveys (2003) *apud* [1].
- [13] V. Böhm, H. Haller; *Demand Theory*, Palgrave Macmillan (1987) *apud* [102].
- [14] G. Branco Filho; *Dicionário de Termos Técnicos de Manutenção e Confiabilidade*, Editora Ciência Moderna (2000).
- [15] R. E. Brown, B.G. Humphrey; *Asset Management for Transmission and Distribution*, Power and Energy Magazine, IEEE, May-June (2005) *apud* [70].
- [16] N. Castro; *O Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico do Brasil*, UFRJ (2003) *apud* [2].
- [17] C.A.V. Cavalcante, A.T. Almeida; *Modelo multicritério de apoio a decisão para o planejamento de manutenção preventiva utilizando PROMETHEE II em situações de incerteza*, SOBRAPO (2005).
- [18] V. Cerny; *Thermodynamical aproach to the traveling salesman problem: an efficient simulation algorithm*, Journal of Optimization Theory an Aplication, v. 45, n. 1, p. 41-51 (1985).
- [19] L.M.C.G. Chaves, L.A.R. Cavalcanti; *Inspeção Sensorial de Ronda - A Caminho da Falha Zero. TT060*, Anais CD-Rom do XIII Congresso Brasileiro de Manutenção. Salvador (1998).
- [20] N.C. Clímaco, C.H. Antunes, M.J.G. Alves; *Programação Linear Multiobjetivo: Do Modelo de Programação Linear Clássico à Consideração Explícita de Várias Funções Objeto*, Universidade de Coimbra (2003) *apud* [17].

- [21] A.L. Costa; *Determinação ótima do intervalo entre as manutenções preventivas de equipamentos elétricos*, UFSC (1995) *apud* [1].
- [22] C.B. Cunha; *Uma contribuição para o problema de roteirização de veículos com restrições operacionais*, EPUS[(1997).
- [23] R. Dorfman, P.A. Samuelson, R.M. Solow; *Linear programming and economic analysis*, The RAND Corporation (1986).
- [24] M. Dorigo, L.M. Gambardella; *Ant colonies for the traveling salesman problem*, BioSystems (1997) *apud* [1].
- [25] M.S. Elzas, T.I. Oren, B.P. Zeigler; *Modeling and Simulation Methodology in the Artificial Intelligence Era*, North-Holland (1986).
- [26] M. Dresher; *The Mathematics of Games of Strategy - Theory and Applications*, Dover Publications (1981).
- [27] S. Dunn; *Reinventing The Maintenance Process - Towards Zero Downtime*, <http://www.maintenanceresources.com/References/MaintenanceManagement/Reinventing.shtml> (1998) *apud* [51].
- [28] J. Endrenyi; *Reliability Modeling In Eletric Power Systems*, John Wiley & Sons (1978) *apud* [75].
- [29] P.V. Fleming; *Implementando a MCC em um Ambiente TPM*, III Seminário Brasileiro de Confiabilidade na Manutenção, São Paulo (2000) *apud* [51].
- [30] J. Geanakoplis; *Arrow-Debreu model of general equilibrium*, Palgrave Macmillan (1987) *apud* [102].
- [31] T. Geraghty; *Obtendo Efetividade do Custo de Manutenção Através da Integração das Técnicas de Monitoramento de Condição, RCM e TPM*, Maintenance Magazine, vol. 11,jan/fev (1996) *apud* [51].

- [32] B. Gnedenko, A. Jinchin; *Introducción al cálculo de probabilidades*, Eudeba (1965) *apud* [83].
- [33] M.C. Goldbarg, H.P.L. Luna; *Otimização Combinatória e Programação Linear*, Editora Campus (2000).
- [34] D.E. Goldberg; *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*, EAddison-Wesley Publishing Company (1989).
- [35] J. Gouws, L.E. Gouws; *Optimised Combination of Maintenance Types*, First International Conference on Information Technologies in The Minerals Industry (1997) *apud* [51].
- [36] H. Greenberg; *Mathematical programming glossary*, <http://www.hp.cunever.edu/hgreenbe/glossay> (1999) *apud* [1].
- [37] D.L. Grosh; *A Primer of Reliability Theory*, John Wiley & Sons (1989).
- [38] H. Helman, P.R.P. Andery; *Análise de Falhas (Aplicação dos Métodos de FMEA - FTA)*, UFMG (1995) *apud* [107].
- [39] I.B. Hipkin, C. de Cock; *TQM and BPR: lessons for maintenance management*. *Omega*, The International Journal of Management Science (2000).
- [40] A.A.V. Ignácio, V.J.M. Ferreira Filho, R. D. Galvão; *Métodos heurísticos num entorno paralelo*, Anais Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, UFV (2000) *apud* [77].
- [41] A. Jansen; *CIGRE en Gestión de Activos*, Seminario Internacional de Gerenciamiento de Activos de Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución, Buenos Aires (2006) *apud* [70].
- [42] M.T. Jones; *A.I. Application Programming*, Charles River Media Inc. (2003) *apud* [1].

- [43] P. Kardec, J. Nascif; *Manutenção - Função estratégica*, Editora Qualitymark (1999) *apud* [51].
- [44] A. Kelly, M.J. Harris; *Administração da Manutenção Industrial*, IBP (1980) *apud* [75].
- [45] B. Khoshnevis; *Discrete Systems Simulation*, McGraw-Hill Book Company (1994).
- [46] S. Kirkpatrick Jr, C. Gelatt, M. Vecchi; *Optimization by simulated annealing*, Decision Science, v. 220, n. 4598, p. 498-516 (1983).
- [47] G. Lachtermacher; *Pesquisa Operacional na Tomada de Decisões*, Editora CAMPUS (2002) *apud* [76].
- [48] J.R.B. Lafraia; *Manual de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade*, Editora Qualitymark (2001).
- [49] H. J. Longo; *Técnicas para Programação Inteira e Aplicações em Problemas de Roteamento de Veículos*, PUC (2004) *apud* [76].
- [50] M.V. Lucatelli; *Estudo de Procedimentos de Manutenção Preventiva de Equipamentos Eletromédicos*, UFSC (1998) *apud* [51].
- [51] M.V. Lucatelli; *Proposta de aplicação da manutenção centrada em confiabilidade em equipamentos médico-hospitalares*, UFSC (2002).
- [52] E. Lewis; *Introduction to Reliability Engineering*, John Wiley & Sons (1987).
- [53] E. Lewis; *Introduction to reliability engineering*, John Wiley & Sons (1996) *apud* [83].
- [54] W.R. Marcorin, C.R.C. Lima; *Análise dos custos de manutenção e de não-manutenção de equipamentos produtivos*, Revista de Ciência & Tecnologia (2003).

- [55] J.N. Mata Filho, C.F. Miranda, C.E. Lima; *Manutenção Baseada em Confiabilidade e Controle de Custos de Manutenção - Um Time de Sucesso na Indústria Aeronáutica. TT040*, Anais CD-Rom do XIII Congresso Brasileiro de Manutenção, Salvador (1998) *apud* [51].
- [56] M.N. Miranda; *Algoritmos Genéticos: Fundamentos e Aplicações*, GTA, UFRJ <http://www.gta.ufrj.br/marcio/genetic.html> (2007).
- [57] K. Mobley; *The Role of PdM in Asset Care - A technology that tells you what you need to do*, <http://www.palantservices.com/protectd/ps698/mobley.html> (1998) *apud* [51].
- [58] S.B. Motta; *Periodicidade de manutenções preventivas em dispositivos de proteção de sistemas elétricos de potência; aplicação quantitativas de técnicas quantitativas de confiabilidade à engenharia de manutenção*, UFMG (1999) *apud* [96].
- [59] J. Moubray; *Reliability-Centered Maintenance*, Industrial Press Inc. (1997) *apud* [51].
- [60] J. Moubray; *Manutenção Centrada em Confiabilidade*, Aladon Ltda (2000) *apud* [107].
- [61] M. Munasinghe; *The Economics Of Power System Reliability And Planning*, World Bank Research Publication (1979).
- [62] National Aeronautics and Space Administration; *Standardized Facilities Preventive - Maintenance Work Task Guide*, <http://www.hp.nasa.guide/office/codej/codejx> (1980) *apud* [107].
- [63] National Aeronautics and Space Administration; *Reliability Centered Maintenance Guide for Facilitis and Collateral Equipament*, <http://www.hp.nasa.guide/office/codej/codejx> (2000).

- [64] L. X. Nepomuceno; *Técnicas de Manutenção Preditiva*, Edgard Blücher LTDA (1989) *apud* [51].
- [65] J.R. Norris; *Markov chains*, Cambridge University Press (1997).
- [66] M.E. Obtiko, P. Slavik; *Visualization of Genetic Algorithms in a Learning Environment*, Spring Conference on Computer Grafics, Bratislava (1999) *apud* [1].
- [67] P. O'Connor; *Practical Reliability Engineering*, John Wiley & Sons Inc. (1991) *apud* [107].
- [68] P.D.T. O'Connor; *Practical reliability engineering*, John Wiley & Sons Inc. (1995) *apud* [96].
- [69] R. Pelham, C. Pherris; *Refinery operation and control: a future vision*, Hydrocarbon Processing (1996) *apud* [75].
- [70] F.E.L. Pereira; *Determinação do intervalo de manutenção programada da proteção de linhas de transmissão considerando-se penalidades associadas à indisponibilidade*, PUC (2001).
- [71] A.K. Pinto, J. Nasif; *Manutenção Função Estratégica*, Editora Qualitymark (1999) *apud* [107].
- [72] A.K. Pinto, J.A.N. Xavier; *Manutenção: função estratégica*, Qualitymark (1998) *apud* [75].
- [73] V.J. Rayward-Smith; L.H. Reeves, C.R. Smith; *Modern heuristic search methods*, John Wiley & Sons (1996) *apud* [1].
- [74] P.A. Reis; *Otimização baseada em confiabilidade de planos de manutenção de sistemas de distribuição de energia elétrica*, UNICAMP (2007).
- [75] D.X. Rocha; *Otimização do planejamento da manutenção preventiva em sistemas complexos, com foco na cadeia de suprimento*, UFSC (2002).

- [76] M.L. Rocha, J.G.O. Assis; *Proposta de um algoritmo branch and bound para projeto de redes de custo mínimo sujeita a restrição de conectividade*, Revista Cereus (2009).
- [77] F.L. Rodrigues, H.G. Leite, H.N. Santos, A.L. Souza, C.A.A.S. Ribeiro; *Meta-heurística simulated annealing para solução de problemas de planejamento florestal com restrições de integridade*, Revista Árvore, v.28, n.2, p.247-256 (2004).
- [78] S.M. Ross; *Applied Probability Models with Optimization Applications*, Dover Publications (1992).
- [79] T. O. Rosa, Hellen Souza Luz; *Conceitos Básicos de Algoritmos Genéticos: Teoria e Prática*, Anais do XI Encontro de Estudantes de Informática do Tocantins, Centro Universitário Luterano de Palmas (2009).
- [80] E.Y. Sakurada; *As Técnicas de Análise dos Modos de Falhas e seus Efeitos e Análise da Árvore de Falhas no Desenvolvimento e na Avaliação de Produtos*, UFSC (2001) *apud* [107].
- [81] I. Sauer; *As supostas críticas do Banco Mundial ao modelo para o setor elétrico*, Correio da cidadania, n° 342, 19 de abril a 26 de abril (2003) *apud* [2].
- [82] R.G. Schneider; *Metodologia Para Retroalimentação do Ciclo de Desenvolvimento de Produto com Dados de Confiabilidade Oriundos da Utilização do Produto em Campo. Dissertação de Mestrado*, UFRGS (2001) *apud* [107].
- [83] M.A. Sellitto; *Formulação estratégica da manutenção industrial com base na confiabilidade dos equipamentos*, Revista Produção Jan./Abr (2005).
- [84] D.J. Sherwin; *A construtive critique of reliability-centered maintenance*, Proceedings Annual Reliability and Maintainability Symposium, IEEE (1999).

- [85] C.J. Silva; *Implantação de Manutenção Centrada em Confiabilidade em Máquina de Corte de Tubos de Aço*. TT025, Anais CD-Rom do XIII Congresso Brasileiro de Manutenção, Salvador (1998).
- [86] E.A. Silver; *An overview of heuristic solution timetabling*, Journal of the Operational Research Society v.55 n.9 (2004).
- [87] I.P. Siqueira; *Processos de Decisão Markovianos em Sistemas de Segurança e Proteção*, UFPE (1999).
- [88] I.P. Siqueira; *Impact of Protective Apparatus and Maintenance Scheduling on Power System Performance*, 4th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Rio de Janeiro, ELETROBRAS (1994).
- [89] I.P. Siqueira, R.U.F. Ferraz, S.O. Pinto; *Aplicação da Metodologia RCM na Manutenção de Sistemas de Proteção*, V Seminário Técnico de Proteção e Controle, Curitiba, ELETROBRÁS/GCOI (1995).
- [90] I.P. Siqueira; *Fiabilité des Appareillages de Protection et son Impact sur les Performances des Réseaux*, Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques, Paris, CIGRÉ (1996).
- [91] J.J. Smit, J.J. Oestergaard, J. Corbett; *Development of Asset Management Services*, CIGRE Biannual Meeting, Paris (2002) *apud* [70].
- [92] A.M. Smith; *Reliability-Centered Maintenance*, McGraw-Hill Inc. (1993) *apud* [51].
- [93] Society of Automotive Engineers; *Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Process*, Warrendale (1999) *apud* [107].
- [94] L.A. Tavares; *Reliability-Centered Maintenance*, Casa da Qualidade (1996) *apud* [51].

- [95] E. Tetera; *Conheça o sistema de Transmissão de Energia Elétrica do Brasil*, <http://teteraconsultoria.com.br/blog/conheca-o-sistema-de-transmissao-de-energia-eletrica-do-brasil/> (2009).
- [96] M.S. Ulysséa; *O setor elétrico brasileiro - uma aventura mercantil*, UFSC (2002).
- [97] A.M.M. Van der Meijden, G.W. Ault, J.P. Toneguzo; I. Welch; *Asset management investment decision process*, CIGRE, Paris (2004) *apud* [70].
- [98] D.S. Veiga, V.M. Fonseca; *Análise do consumo de energia elétrica no Brasil*, ENCE (2002) *apud* [2].
- [99] E. Vizzoni; *Manutenção Centrada em Confiabilidade - Avaliação de sua Aplicabilidade e Adaptação a Subestações de Energia Elétrica*, PUC (1998).
- [100] D.J. White; *Markov decision processes*, John Wiley & Sons (1993).
- [101] D. Whitley; *A Genetic Algorithm Tutorial*, Computer Science Department, Colorado State University (1989).
- [102] Wikimedia Foundation Inc; *Indifference Curve*, http://en.wikipedia.org/wiki/Indifference_curve (2011).
- [103] J. Wyrebski; *Manutenção Produtiva Total - Um Modelo Adaptado*, UFSC (1997) *apud* [50].
- [104] F.P. Wyman; *Simulation Modeling*, John Wiley & Sons (1970).
- [105] J.N. Xavier; *Manutenção - Tipos e Tendências*, <http://www.manter.com.br/Artigos/> (2000).
- [106] H. Youssef, S. M. Sait, H. Adiche; *Evolutionary algorithms, simulated annealing end tabu search: a comparative study*, Engineering Applications of Artificial Intelligence (2001) *apud* [77].

- [107] D.R. Zaions, ; *Consolidação da metodologia de manutenção centrada em confiabilidade em uma planta de celulose e papel*, UFRGS (2003).

Anexo A: Objeto do Estudo

Outros Dados Apurados

Da norma técnica DTR.O.005.2008 (Pagamento Base dos Equipamentos Pertencentes à Rede Básica e à Rede Básica de Fronteira de Furnas, por Função de transmissão), da resolução ANEEL 270/2007 e do sistema SIAO foram apurados os dados contidos nas Tabelas 6.1 e 6.3.

Eq.	P. Base (R\$)	Franquia)	K_p1	K_p2	K_o1	K_o2	R_{FP}	R_{FO}
1	345.553,54	21	6,67	10	100	150	7,2	0,06
2	0,00	0	0	0	0	0	0	0
3	0,00	0	0	0	0	0	0	0
4	0,00	0	0	0	0	0	0	0
5	0,00	0	0	0	0	0	0	0
6	235.902,70	46	2,5	10	50	100	5,0	0,06
7	1.673.943,01	26	6,67	10	100	150	6,7	0,36
8	0,00	0	0	0	0	0	0	0
9	0,00	0	0	0	0	0	0	0
10	0,00	0	0	0	0	0	0	0
11	0,00	0	0	0	0	0	0	0
12	47.883,47	58	6,67	10	100	150	2,4	0,06
13	547.316,66	20	5	7,5	100	150	0,15	0,01

Tabela 6.1: Outros Dados Apurados do Objeto do Estudo

Código de Manutenção	Data da última realização	χ_{1jFk} (ano 1)	Ψ_{1jFk} (ano 1)
1M1	19/02/2008	103	60
1M2	15/05/2008	17	72
1M3	02/12/2007	212	30
2M1	31/05/2005	1098	60
3M1	02/12/2007	212	60
4M1	27/03/2008	99	60
5M1	11/10/2007	264	60
6M1	18/04/2008	46	36
6M2	02/06/2008	1	61
6M3	28/04/2008	35	30
6M4	02/06/2008	1	30
7M1	19/03/2008	75	120
7M2	06/04/2008	58	90
7M3	01/06/2008	2	30
8M1	05/04/2006	782	60
9M1	21/08/2007	286	60
10M1	27/05/2008	7	60
11M1	16/09/2007	281	5175
12M1	22/09/2007	275	77
13M1	04/03/2008	90	53
13M2	04/03/2008	90	30

Tabela 6.2: Manutenções Anteriores ao Horizonte de Programação Inicial

Anexo B: Detalhes da Implementação e Parametrização dos Modelos

Dados Apurados

Equipamento	m_j	r_j	k_j	p_j	y_{1j}	y_{1j}
1	9	4	30	15	47694	416809
2	9	30	60	0	4500	15000
3	9	0	60	0	4500	4500
4	9	28	60	0	4500	14000
5	9	0	60	0	4500	4500
6	10	8	30	15	17605	248524
7	9	4	30	15	236492	4357254
8	9	2	60	0	4500	1000
9	9	6	60	0	4500	3000
10	9	6	60	0	4500	3000
11	9	42	60	0	5000	21000
12	9	10	30	15	11650	86034
13	9	8	30	15	62017	620585

Tabela 6.3: Dados Apurados para a Implementação e Parametrização dos Modelos

Anexo C: Testes Computacionais

Apuração do Caso Real

Data	Manutenção ou Falha	m ou r (horas)
01/08/2008	9F1	4
29/08/2008	1F1	5
14/09/2008	7M1, 7M2 e 7M3	8
27/09/2008	1M1	4
21/03/2009	8F1	8
03/05/2009	8F1	12

Tabela 6.4: Caso Real - Período I (de 03/06/2008 a 31/05/2009)

Data	Manutenção ou Falha	m ou r (horas)
01/08/2008	9F1	4
29/08/2008	1F1	5
14/09/2008	7M1, 7M2 e 7M3	8
27/09/2008	1M1	4
21/03/2009	8F1	8
03/05/2009	8F1	12

Tabela 6.5: Caso Real - Período II (de 01/06/2009 a 31/05/2010)

Soluções Iniciais para o Subcaso 1 do SA

Data	Manutenção	m (horas)
06/07/2008	7M1	10
26/10/2009	7M1	10
09/02/2009	5M1	9
15/02/2009	7M1	10

Tabela 6.6: Soluções Iniciais - Período I - Caso Único

Data	Manutenção	m (horas)
28/06/2009	7M1	10
08/11/2009	7M1	10
21/03/2010	7M1	10
31/05/2010	3M1	9

Tabela 6.7: Soluções Iniciais - Período II - Caso 1

Data	Manutenção	m (horas)
01/06/2009	6M3	10
22/11/2009	7M3	10

Tabela 6.8: Soluções Iniciais - Período II - Caso 2

Data	Manutenção	m (horas)
03/01/2011	5M1	9
01/15/2011	7M1	10

Tabela 6.9: Soluções Iniciais - Período III - Caso 1

Data	Manutenção	m (horas)
25/02/2011	5M1	10
13/03/2011	7M3	10

Tabela 6.10: Soluções Iniciais - Período III - Caso 2

Data	Manutenção	m (horas)
12/12/2010	7M3	10
25/02/2011	5M1	9
13/03/2011	4M1	9

Tabela 6.11: Soluções Iniciais - Período III - Caso 3

Modelo Multicritério

A execução do modelo multicritério gerou os resultados contidos nas Tabelas 6.12, 6.13, 6.14, 6.15, 6.16 e 6.17.

Código de Manutenção	F_M (man./ano)	F_F (falhas/ano)	t_{1jFk} (dias)
1M1	0,1372	0,1177	2557
1M2	0,0705	0,1177	5157
1M3	0,0706	0	4959
2M1	0,0653	0,1767	4490
3M1	0,4235	0	649
4M1	0,0784	0,0588	4558
5M1	0,6353	0	310
6M1	0,4408	0,1765	782
6M2	0,0523	0,4125	6982
6M3	0,4235	0	826
6M4	0,0882	0,0588	4138
7M1	2,6572	0,1765	62
7M2	0,1175	0,1178	3048
7M3	0,1647	0	2214
8M1	0,1175	0,0588	2323
9M1	0,1175	0,2354	2819
10M1	0,0784	0,0588	4558
11M1	0,0823	0,4134	4155
12M1	0,0588	0,3533	5934
13M1	0,0353	0,2943	10257
13M2	0,0352	0,8832	10257

Tabela 6.12: Período I (de 03/06/2008 a 31/05/2009) - Caso Único

Código de Manutenção	F_M (man./ano)	F_F (falhas/ano)	t_{1jFk} (dias)
1M1	0,1372	0,0589	15497
1M2	0,0705	0,0589	51397
1M3	0,0635	0	5169
2M1	0,0072	0,0884	48848
3M1	0,3811	0	382
4M1	0,0087	0,0294	41441
5M1	0,5718	0	527
6M1	0,1102	0,0883	2903
6M2	0,0058	0,2064	62450
6M3	0,0847	0	3911
6M4	0,0110	0,0294	32745
7M1	2,6131	0,0883	31
7M2	0,0117	0,0589	30646
7M3	0,0329	0	10715
8M1	0,0131	0,0294	26815
9M1	0,0131	0,1177	27311
10M1	0,0070	0,0294	51407
11M1	0,0082	0,2071	43710
12M1	0,0059	0,1767	61411
13M1	0,0035	0,1472	102950
13M2	0,0035	0,4418	103244

Tabela 6.13: Período II (de 01/06/2009 a 31/05/2010) - Caso 1

Código de Manutenção	F_M (man./ano)	F_F (falhas/ano)	t_{1jFk} (dias)
1M1	0,0686	0,3089	5074
1M2	0,0353	0,0588	9965
1M3	0,1588	0	1723
2M1	0,0326	0,0883	9712
3M1	0,2118	0	1148
4M1	0,0392	0,0294	8848
5M1	0,3177	0	522
6M1	0,2204	0,0882	1246
6M2	0,0261	0,2061	13600
6M3	0,9529	0	2
6M4	0,0441	0,0294	7911
7M1	0,1849	0,0882	1715
7M2	0,1087	0,0588	3099
7M3	0,8206	0	185
8M1	0,0588	0,5295	6180
9M1	0,0588	0,3678	5905
10M1	0,0353	0,0294	9975
11M1	0,0412	0,2062	8224
12M1	0,0412	0,1765	8230
13M1	0,0177	0,1471	20236
13M2	0,0176	0,4416	20236

Tabela 6.14: Período II (de 01/06/2009 a 31/05/2010) - Caso 2

Código de Manutenção	F_M (man./ano)	F_F (falhas/ano)	t_{1jFk} (dias)
1M1	0,0229	0,0295	15132
1M2	0,0071	0,0295	51032
1M3	0,0572	0	5446
2M1	0,0008	0,0442	454427
3M1	0,3430	0	1063
4M1	0,0010	0,0147	376762
5M1	0,5146	0	233
6M1	0,0275	0,0442	13248
6M2	0,0006	0,1032	565653
6M3	0,0762	0	4025
6M4	0,0014	0,0147	264728
7M1	0,8678	0,0442	349
7M2	0,0012	0,0295	311183
7M3	0,0296	0	11596
8M1	0,0015	0,0147	249256
9M1	0,0015	0,0589	249752
10M1	0,0007	0,0147	520697
11M1	0,0008	0,1037	444117
12M1	0,0006	0,0884	617645
13M1	0,0004	0,0736	1042043
13M2	0,0004	0,4418	1042043

Tabela 6.15: Período III (de 01/06/2010 a 31/05/2011) - Caso 1

Código de Manutenção	F_M (man./ano)	F_F (falhas/ano)	t_{1jFk} (dias)
1M1	0,0114	0,1545	31314
1M2	0,0035	0,0294	102658
1M3	0,1429	0	1613
2M1	0,0036	0,0442	98944
3M1	0,1906	0	974
4M1	0,0044	0,0147	82977
5M1	0,2859	0	284
6M1	0,0551	0,0441	5850
6M2	0,0029	0,1031	125501
6M3	0,1906	0	1551
6M4	0,0055	0,0147	65486
7M1	0,0185	0,0441	19120
7M2	0,0109	0,0294	32958
7M3	0,7385	0	304
8M1	0,0065	0,2648	55477
9M1	0,0065	0,1839	55202
10M1	0,0035	0,0147	102668
11M1	0,0041	0,1032	87587
12M1	0,0041	0,0883	87593
13M1	0,0018	0,0736	205400
13M2	0,0018	0,2208	206572

Tabela 6.16: Período III (de 01/06/2010 a 31/05/2011) - Caso 2

Código de Manutenção	F_M (man./ano)	F_F (falhas/ano)	t_{1jFk} (dias)
1M1	0,1102	0,1545	3300
1M2	0,0852	0,0294	4273
1M3	0,1588	0	4273
2M1	0,0327	0,0442	10832
3M1	0,4368	0	744
4M1	0,3177	0,0147	322
5M1	0,2859	0	284
6M1	0,2205	0,0441	881
6M2	0,0261	0,1031	13235
6M3	0,2118	0	960
6M4	0,0441	0,0147	7546
7M1	0,3963	0,0441	878
7M2	0,1087	0,0294	3267
7M3	1,4956	0	201
8M1	0,0588	0,2648	6090
9M1	0,0588	0,1839	5252
10M1	0,0353	0,0147	9610
11M1	0,0661	0,1032	5175
12M1	0,0412	0,0883	7865
13M1	0,0176	0,0735	19871
13M2	0,0176	0,2208	20481

Tabela 6.17: Período III (de 01/06/2010 a 31/05/2011) - Caso 3

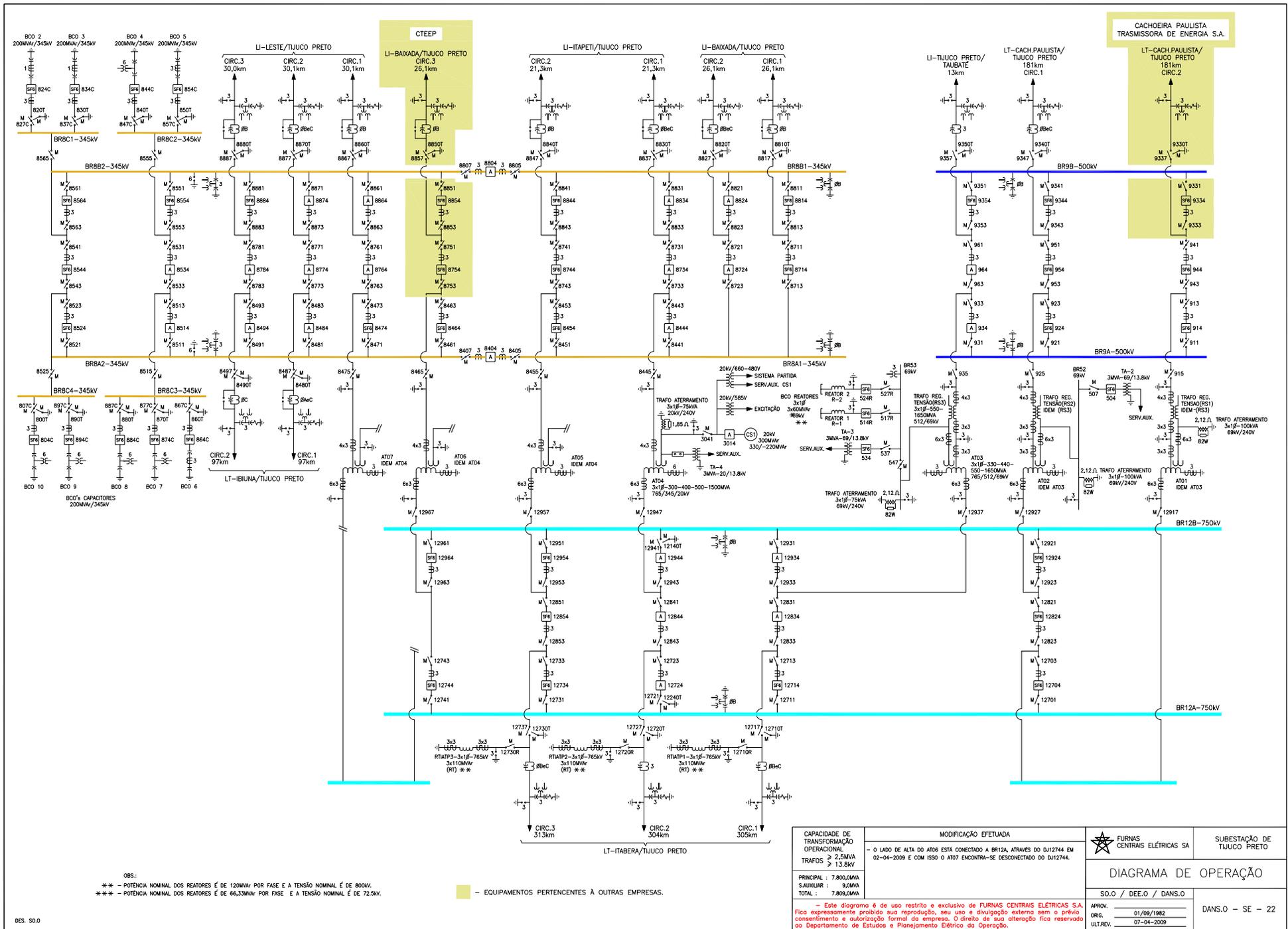


Anexo D: Diagramas Unifilares

Em virtude da necessidade de análise dos equipamentos do objeto de estudo foram incluídos os diagramas operativos das Subestações de Itaberá e Tijuco Preto.

Além destes, para situar a dimensão do problema em estudo foram, também, incluídos os mapas do sistema de transmissão das:

- regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste;
- regiões Norte/Nordeste;
- regiões Centro-Oeste/Acre-Rondônia.



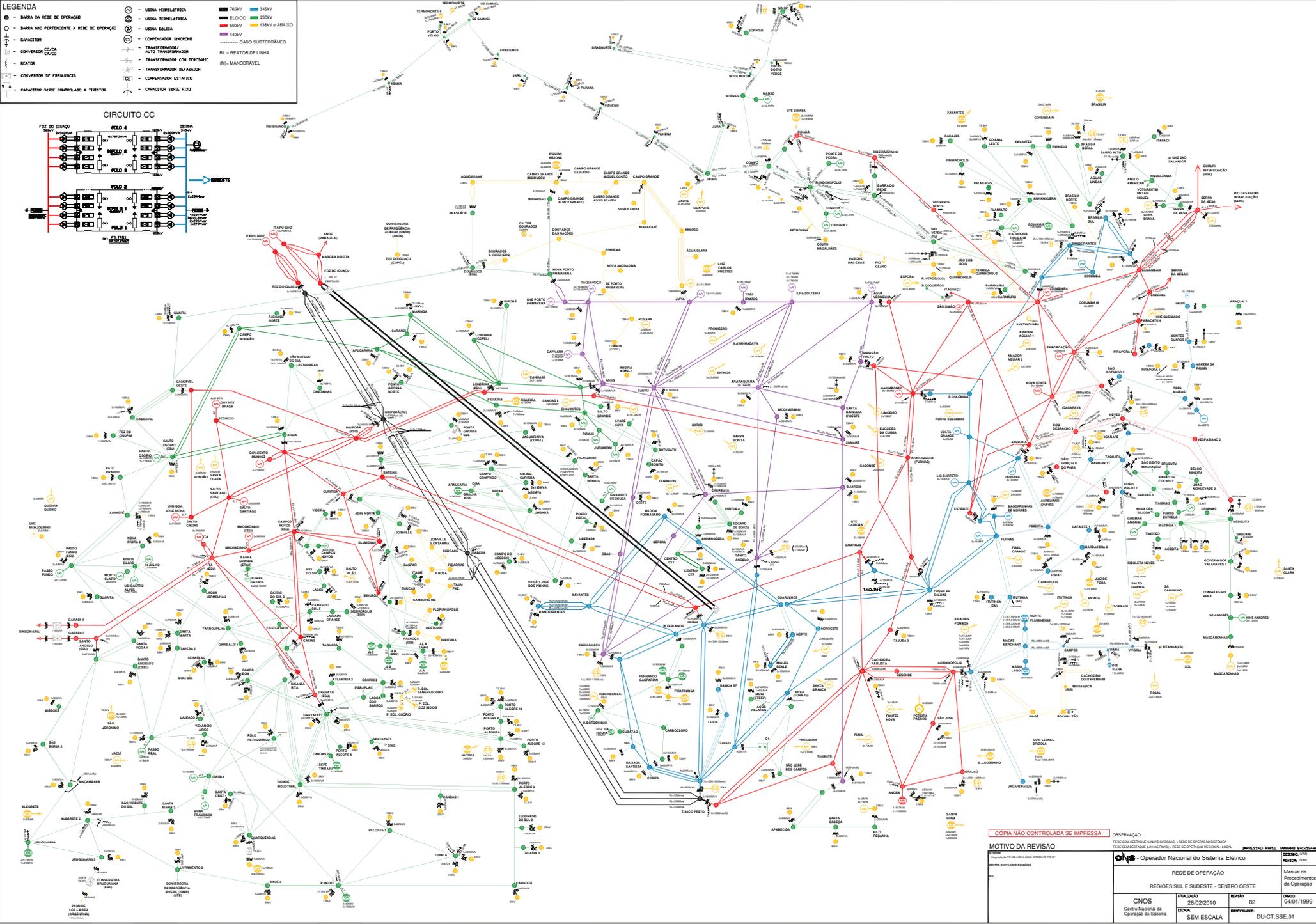
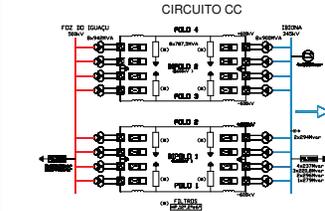
OBS:
 ** - POTÊNCIA NOMINAL DOS REATORES É DE 120MVA POR FASE E A TENSÃO NOMINAL É DE 800KV.
 *** - POTÊNCIA NOMINAL DOS REATORES É DE 66,33MVA POR FASE E A TENSÃO NOMINAL É DE 725KV.

■ - EQUIPAMENTOS PERTENCENTES À OUTRAS EMPRESAS.

CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO OPERACIONAL: ≥ 2,5MVA TRAFOS ≥ 13,8KV PRINCIPAL : 7.800,0MVA SAUXILIAR : 9,0MVA TOTAL : 7.809,0MVA	MODIFICAÇÃO EFETUADA	 FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS SA SUBESTAÇÃO DE TIUJO PRETO
	- O LADO DE ALTA DO AT06 ESTÁ CONECTADO A BR12A, ATRAVÉS DO DUT2744 EM 02-04-2009 E COM ISSO O AT07 ENCONTRA-SE DESCONECTADO DO DUT2744.	
- Este diagrama é de uso restrito e exclusivo de FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. Fica expressamente proibido sua reprodução, seu uso e divulgação externa sem o prévio consentimento e autorização formal da empresa. O direito de sua alteração fica reservado ao Departamento de Estudos e Planejamento Elétrico da Operação.		APROV. : 01/09/1982 ORIG. : 07-04-2009 ULT.REV. :

LEGENDA

- BARRA NA REDE DE OPERAÇÃO
- BARRA NAO PERTENCENTE A REDE DE OPERAÇÃO
- ⊕ CAPACITOR
- ⊖ CONVERSOR CA/CC
- ⊗ REATOR
- ⊘ CONVERSOR DE FREQUENCIA
- ⊙ CAPACITOR SERIE CONTROLADO A TIRISTOR
- ⊙ USINA TERMOELETRICA
- ⊙ USINA EOLICA
- ⊙ COMPENSADOR SINCRONO
- ⊙ TRANSFORMADOR AUTO TRANSFORMADOR
- ⊙ TRANSFORMADOR COM TERCIARIO
- ⊙ TRANSFORMADOR DEFASADOR
- ⊙ TRANSFORMADOR ESTATOR
- ⊙ CAPACITOR SERIE FIXO
- 765V
- 500V
- 345V
- 230KV
- 138V E ABACAO
- 69KV
- 138V E ABACAO
- ⊙ CABO SUBTERRANEO
- ⊙ FL + REATOR DE LINHA
- ⊙ M₂ MANOBRAVEL



CÓPIA NÃO CONTROLADA SE IMPRESSA

OBSERVAÇÃO: REDE COM DESTINAÇÃO UNIDADES OPERACIONAIS - REDE DE OPERAÇÃO ESTADUAL REDE COM DESTINAÇÃO UNIDADES OPERACIONAIS - REDE DE OPERAÇÃO REGIONAL LOCAL IMPRESSÃO: TABELA, MANEJO BALANÇO

MOTIVO DA REVISÃO

REVISÃO Nº 19 REALIZADA EM 28/02/2010 POR: [NOME]

ELABORADO POR: [NOME]

REVISÃO Nº 2 REALIZADA EM 04/11/1999 POR: [NOME]

ELABORADO POR: [NOME]

Operador Nacional do Sistema Elétrico

REDE DE OPERAÇÃO

REGIÕES SUL E SUDESTE - CENTRO OESTE

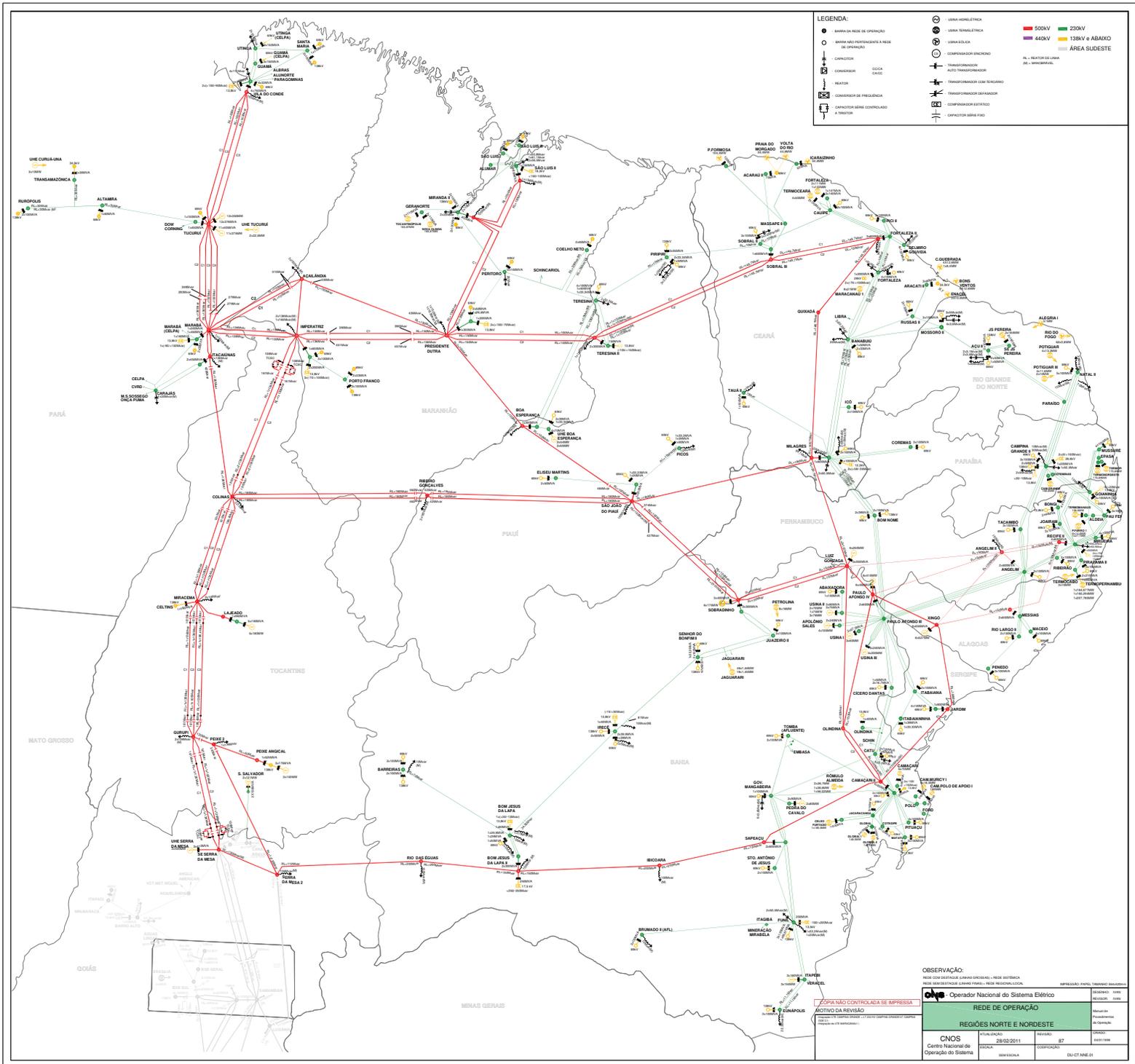
CNDS Centro Nacional de Operação do Sistema

AVULÇÃO 28/02/2010

REVISÃO 82

ESCALA SEM ESCALA

REVISOR DU-CT.SSE.01



LEGENDA:

- BARRA DA REDE DE OPERAÇÃO
- BARRA NÃO PERTENCENTE À REDE DE OPERAÇÃO
- CAPACIDADE
- CONVERSÃO
- CONVERSÃO DE FREQUÊNCIA
- CONVERSÃO ENTRE CONTROLE A TENSÃO
- USINA HIDRELÉTRICA
- USINA TERMOELÉTRICA
- USINA EÓLICA
- COMPENSADOR SINCRONO
- TRANSFORMADOR ACIO TRANSFORMADOR
- TRANSFORMADOR COM SILICÍO
- TRANSFORMADOR DEFASADO
- COMPENSADOR ESTÁTICO
- CAPACITOR SÉRIE FIDUCIÁRIO
- 500kV
- 230kV
- 138kV/138kV
- ÁREA SUDESTE
- REDE DE LINHA DE 138kV/138kV

OBSERVAÇÃO:
 REDE DE OPERAÇÃO: LINHAS OPERACIONAIS - REDE DISTINTA
 REDE SEM OPERAÇÃO: LINHAS FOMAS - REDE REGIONAL LOCAL

Operador Nacional do Sistema Elétrico

REDE DE OPERAÇÃO		REGIÕES NORTE E NORDESTE	
Ativo	Revisão	Ativo	Revisão
CNDS		CNDS	
Centro Nacional de Operação do Sistema	28/02/2011	87	04/11/09
DESCRIÇÃO	REVISÃO	COMPROVAÇÃO	DI-CIT-NE-01

Anexo E: A Resolução da ANEEL 270/2007

Em virtude da constante citação, esta resolução da ANEEL foi incluída neste trabalho.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 270 DE 26 DE JUNHO DE 2007

Estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica, e dá outras providências.

[Texto Original](#)

[Nota Técnica](#)

[Relatório](#)

[Voto](#)

Nota:

Prorrogado o prazo, do item 1 do Anexo, referente a metodologia da Parcela Variável, pela Resolução Normativa ANEEL [405](#) de 06.07.2010.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos arts. 6º, 29, incisos II, VII e X, e 31, incisos I e IV, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no art. 25, §§ 1º e 2º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com base nos arts. 4º, incisos XV e XVI, 12, inciso I, e 17, § 3º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, no art. 1º do Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, com redação dada pelo Decreto nº 4.970, de 30 de janeiro de 2004, nas Resoluções nº 247, de 13 de agosto de 1999, e nº 281, de 1º de outubro de 1999, o que consta do Processo nº 48500.005637/02-31, e considerando que:

em função da Audiência Pública nº 043/2005, realizada no dia 23 de março de 2006, foram recebidas sugestões de diversos agentes do setor de energia elétrica, bem como da sociedade em geral, que contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Estabelecer as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica que compõem o Sistema Interligado Nacional - SIN.

Art. 2º Para os fins e efeitos desta Resolução ficam estabelecidos os seguintes termos e respectivas definições:

I - Adicional à RAP: valor a ser adicionado à Receita Anual Permitida - RAP estabelecido pela ANEEL como incentivo à melhoria da disponibilidade das instalações de transmissão, tendo como referência a receita da Parcela Variável Por Indisponibilidade;

II - Ampliação: implantação de instalação de transmissão resultante de processo licitatório para outorga de uma nova concessão;

III - Aproveitamento de Desligamento: intervenção em uma Função Transmissão desenergizada em consequência do desligamento para intervenção em uma outra Função Transmissão;

IV - Atraso na Entrada em Operação: atraso na data de entrada em operação comercial de uma nova Função Transmissão estabelecida no contrato de concessão ou em resolução da ANEEL, por motivo direta ou indiretamente imputável à concessionária de transmissão;

V - Desligamento Programado: indisponibilidade de uma Função Transmissão, programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede;

VI – Família de Equipamento: conjunto de equipamentos de uma Função Transmissão, que apresenta homogeneidade nos indicadores característicos de desempenho e que cumpre função análoga no sistema elétrico, conforme identificado na tabela do item 1 do Anexo desta Resolução;

VII – Função Transmissão – FT: conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares, conforme estabelecido na Resolução Normativa nº [191](#), de 12 de dezembro de 2005;

VIII - Intervenção de urgência: intervenção solicitada com antecedência inferior a 24 (vinte e quatro) horas, com relação ao horário do desligamento, ou com antecedência entre 24 (vinte e quatro) horas e 48 (quarenta e oito) horas, com relação ao horário do desligamento e sem que seja possível ao ONS programar as condições operativas do SIN;

IX - Melhoria: instalação, substituição ou reforma de equipamentos visando manter a regularidade, continuidade, segurança e atualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, nos termos da Resolução Normativa nº [158](#), de 23 de maio de 2005;

X - Módulo de Controle: dispositivo de controle de equipamento de compensação reativa, que atua como elemento adicional no desempenho dinâmico de sistemas elétricos;

XI - Outros Desligamentos: qualquer indisponibilidade de uma FT não considerada como Desligamento Programado;

XII - Padrão de Duração de Desligamento: duração máxima admissível de Desligamentos Programados ou de Outros Desligamentos de uma FT no período contínuo móvel de doze meses, até a qual não se aplica o desconto da Parcela Variável Por Indisponibilidade;

XIII - Padrão de Frequência de Outros Desligamentos: número máximo admissível de Outros Desligamentos de uma FT, no período contínuo móvel de doze meses, até o qual não se aplica a penalidade associada à frequência;

XIV – Pagamento Base – PB: parcela equivalente ao duodécimo da RAP associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que compõem uma FT, nos termos da Resolução Normativa nº [191](#), de 2005;

XV - Parcela Variável Por Indisponibilidade – PVI: parcela a ser deduzida do Pagamento Base por Desligamentos Programados ou Outros Desligamentos decorrentes de eventos

envolvendo o equipamento principal e/ou os complementares da FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, consideradas as exceções e as condições definidas nesta Resolução;

XVI - Parcela Variável Por Restrição Operativa Temporária – PVRO: parcela a ser deduzida do Pagamento Base por restrição operativa temporária existente na FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, que resulte na redução da(s) capacidade(s) operativa(s) da própria FT;

XVII - Percentil de 25% da Duração de Desligamento: valor da duração de Desligamento Programado ou de Outros Desligamentos, correspondente à posição do primeiro quartil da distribuição estatística da duração de desligamento das FT;

XVIII - Período Noturno: intervalo de tempo entre o horário do crepúsculo e do amanhecer, conforme disposto nos Procedimentos de Rede; e

XIX - Reforço: implementação de novas instalações de transmissão, substituição ou adequação em instalações existentes, nos termos da Resolução Normativa nº [158](#), de 2005.

Art. 3º Aplica-se esta Resolução às Funções Transmissão integrantes de concessão não decorrente de licitação e as autorizadas a esta concessão até a data de publicação desta Resolução.

§ 1º Para as Funções Transmissão integrantes de concessão decorrente de licitação realizada até a data de publicação desta Resolução e as autorizadas a esta concessão, serão aplicados os dispositivos desta Resolução, observando-se a legislação pertinente, à exceção ao disposto em relação ao Adicional à RAP, aos Padrões de Duração de Desligamento, aos fatores K_o e K_p conforme definidos na tabela do Anexo e ao art. 7º desta Resolução.

§ 2º Para as Funções Transmissão a serem licitadas ou autorizadas a partir da data de publicação desta Resolução, não se aplicarão os dispositivos em relação ao Adicional à RAP e aos Padrões de Duração de Desligamento, podendo as disposições referentes ao art. 7º desta Resolução e aos fatores K_o e K_p serem ajustadas nos respectivos editais de licitação ou resoluções autorizativas.

DA QUALIDADE DO SERVIÇO

Art. 4º A qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica será medida com base na disponibilidade e na capacidade plena das FT, sendo estas consideradas indisponíveis quando ocorrer Desligamento Programado ou Outros Desligamentos ou Atraso na Entrada em Operação.

Art. 5º O Pagamento Base de uma FT estará sujeito a desconto da Parcela Variável Por Indisponibilidade e da Parcela Variável Por Restrição Operativa Temporária.

Art. 6º O período de Atraso na Entrada em Operação de uma FT, a ser apurado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a partir da zero hora do dia subsequente à data estabelecida, será considerado como indisponibilidade por Atraso na Entrada em Operação, resultando em desconto no correspondente Pagamento Base, conforme critérios estabelecidos no art. 11 desta Resolução.

Art. 7º Quando uma FT- Linha de Transmissão contiver equipamentos integrantes de mais de uma concessão de transmissão, aplicar-se-ão a essa FT os dispositivos desta Resolução, sendo os descontos das parcelas variáveis da FT imputados às concessionárias de transmissão

responsáveis pelos eventos associados a tais descontos, cabendo ao ONS coordenar a apuração dos referidos eventos.

Parágrafo único. O ONS deverá encaminhar anualmente à ANEEL um relatório técnico de desempenho das FT descritas no “caput”, referindo-se, no mínimo, ao número, duração e responsabilidade dos desligamentos e das restrições operativas temporárias, bem como dos descontos das parcelas variáveis associadas, ocorridos no período.

DA APLICAÇÃO DOS DESCONTOS

Art. 8º O Padrão de Duração de Desligamento e o Padrão de Frequência de Outros Desligamentos estão estabelecidos na tabela do item 1 do Anexo desta Resolução.

Parágrafo único. Quando a soma das durações dos desligamentos de uma FT, apuradas no período contínuo de doze meses anteriores ao da ocorrência, incluindo este, ultrapassar o correspondente Padrão de Duração de Desligamento, caberá a aplicação de desconto da PVI calculada de acordo com a expressão definida no item 3 do Anexo desta Resolução.

Art. 9º O valor do desconto da Parcela Variável Por Restrição Operativa Temporária será o resultante da multiplicação do Pagamento Base, expresso em moeda corrente nacional por minuto, pelo somatório do produto da redução proporcional da capacidade operativa de longa e de curta duração da FT pela duração das restrições operativas, expressa em minutos.

Parágrafo único. Será considerada a redução da capacidade operativa de curta duração e de longa duração da FT, em relação ao valor contratado, independentemente da necessidade operacional do sistema, observando-se a exceção disposta no art. 38 desta Resolução.

Art. 10. A Parcela Variável Por Indisponibilidade e a Parcela Variável Por Restrição Operativa Temporária serão calculadas em função do Pagamento Base da FT relativo ao mês de início da ocorrência do evento.

Art. 11. Sem prejuízo da aplicação das penalidades previstas na Resolução Normativa nº [63](#), de 12 de maio de 2004, o valor do desconto relativo ao período de Atraso na Entrada em Operação de uma FT, de que trata o art. 6º desta Resolução, será calculado e aplicado à concessionária de transmissão de acordo com os seguintes critérios:

I - o período de atraso será apurado em base mensal, limitado em 90 (noventa) dias para efeito de desconto;

II - o valor por dia de atraso nos primeiros 30 (trinta) dias corresponderá ao valor “pro rata-dia” do Pagamento Base da FT;

III - o valor por dia de atraso no período entre o 31º (trigésimo primeiro) dia e o 90º (nonagésimo) dia, corresponderá a 25% (vinte e cinco por cento) do valor “pro rata-dia” do Pagamento Base da FT; e

IV - o valor total do desconto será aplicado após o primeiro mês da entrada em operação da FT e rateado nos quatro meses subsequentes, conforme detalhamento estabelecido nos Procedimentos de Rede.

Art. 12. A aplicação do desconto das parcelas variáveis estará condicionada aos seguintes limites:

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

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

III – para a FT de que trata o art. 7º desta Resolução, o desconto referente à soma dos valores da PVI e da PVRO imputado à concessionária de transmissão acessada, para o período contínuo de doze meses anteriores ao da apuração, incluindo este, estará limitado a 50% (cinquenta por cento) do somatório dos Pagamentos Base associados aos equipamentos de sua propriedade, integrantes da respectiva FT, neste mesmo período; e

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

Parágrafo único. Alcançando-se um dos limites dos descontos definidos nos incisos II, III e IV, a concessionária de transmissão estará sujeita à penalidade de multa, aplicada nos termos da Resolução Normativa nº [063](#), de 12 de maio de 2004, entre outras previstas na legislação e no contrato de concessão.

DOS CRITÉRIOS GERAIS PARA A APURAÇÃO DAS PARCELAS VARIÁVEIS

Art. 13. As parcelas variáveis serão apuradas pelo ONS nos termos desta Resolução e dos Procedimentos de Rede, compondo a Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão, relacionada a cada concessionária.

§ 1º A PVI e a PVRO serão apuradas até o 15º (décimo quinto) dia útil do mês subsequente à ocorrência dos respectivos eventos, sendo os correspondentes descontos realizados a partir do mês seguinte, conforme critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

§ 2º O prazo limite para a apuração poderá, excepcionalmente, ser prorrogado na hipótese de a análise da ocorrência requerer um prazo maior.

Art. 14. Deverão ser considerados, para efeito da apuração da duração de desligamentos e das restrições operativas temporárias, apenas os eventos com duração superior a 1 (um) minuto.

Art. 15. Não será considerada, para efeito de desconto da PVI de uma FT, a ocorrência das situações a seguir detalhadas:

I – desligamento para implantação de Ampliação, Reforço e Melhorias, excetuadas aquelas definidas no inciso III do art. 3º da Resolução Normativa nº [158](#), de 2005, desde que conste do Programa Mensal de Intervenção definido nos Procedimentos de Rede;

II - desligamento solicitado pelo ONS ou pela concessionária de transmissão por motivo de segurança de terceiros, para realização de serviços ou obras de utilidade pública, e desligamento solicitado pelo ONS por conveniência operativa do sistema;

III - desligamento devido à contingência em outra FT, da própria ou de outra concessionária de transmissão, ou em instalações não integrantes da Rede Básica, excetuados os casos de atuação indevida da proteção e/ou da operação da própria concessionária de transmissão;

IV - desligamento por atuação de Esquemas Especiais de Proteção ou por motivos sistêmicos, excetuados os casos expostos no inciso anterior;

V - desligamento já iniciado e suspenso por orientação do ONS, em decorrência da necessidade de atendimento à segurança e integridade do sistema;

VI - desligamento ocasionado por ação indevida do ONS;

VII - desligamento por falha na FT em decorrência de alteração no Programa Mensal de Intervenção, de responsabilidade do ONS, com base nos critérios definidos nos Procedimentos de Rede;

VIII - desligamento com duração inferior ou igual a 1 (um) minuto;

IX - o período de até 3 (três) horas iniciais de indisponibilidade de FT - Transformação e Controle de Reativo (Reator), por falha interna ao equipamento principal da FT, desde que seja substituído por equipamento reserva;

X - o período de até 120 (cento e vinte) horas iniciais de indisponibilidade de uma FT - Linha de Transmissão - Cabo Isolado, por falha permanente ocorrida na FT contendo trecho(s) em cabo diretamente enterrado, podendo ser aplicado um período adicional em casos onde a intervenção nos cabos esteja condicionada a atendimento de exigências de órgãos públicos e/ou remanejamento de instalações de terceiros, mediante comprovação pela concessionária por meio de relatório técnico; e

XI - o período necessário ao religamento manual de uma FT - Linha de Transmissão, nos termos das rotinas de recomposição do sistema constantes dos Procedimentos de Rede, com o dispositivo de religamento automático desativado ou não instalado devido a restrições sistêmicas ou por determinação do ONS.

§ 1º Não estando a FT apta a ser energizada, após os desligamentos a que se referem os incisos III e IV e depois do período referido no inciso XI, nos termos das rotinas de recomposição do sistema constantes dos Procedimentos de Rede, aquela será considerada indisponível, adotando-se o período subsequente como Outros Desligamentos.

§ 2º O desligamento ocasionado por ação indevida do ONS será considerado uma Não-Conformidade do operador e motivo de ação fiscalizatória por parte da ANEEL.

§ 3º O cancelamento pela concessionária de transmissão da programação de desligamento de uma FT previamente aprovada pelo ONS, com antecedência inferior a 5 (cinco) dias em relação à data prevista, implicará desconto equivalente a 20% (vinte por cento) do período programado, exceto nos casos em que a concessionária tenha declarado previamente esta possibilidade na solicitação de intervenção, por razões previstas nos Procedimentos de Rede, não sendo este período considerado no cômputo, conforme o disposto no art. 8º desta Resolução.

§ 4º Caso o ONS não viabilize a inclusão ou alteração de desligamento no Programa Mensal de Intervenção, para manutenção de uma FT, ele terá que programá-lo ou reprogramá-lo dentro dos prazos e condições definidos nos Procedimentos de Rede e, caso ocorra evento que cause

dano na FT enquanto a manutenção não for realizada por motivo sistêmico e em decorrência da reprogramação por parte do ONS, a concessionária poderá ser ressarcida por este agente.

§ 5º Para que ocorra o ressarcimento disposto no § 4º, a concessionária deverá comprovar, por meio de relatório técnico, que a não realização ou reprogramação do desligamento para manutenção provocou dano na FT.

§ 6º Nas intervenções classificadas como Desligamento Programado, cuja liberação para a operação ocorra até o final do período programado ou reprogramado, será considerado o período real, excetuando-se os casos de intervenção para manutenção corretiva especial de FT que implique corte de carga em regime normal, nos quais deverá ser considerado o período real acrescido de 10% (dez por cento) do período compreendido entre o término real e o término programado ou reprogramado, não sendo este acréscimo considerado no cômputo, conforme o disposto no art. 8º desta Resolução.

§ 7º Quando a duração real do Desligamento Programado de uma FT for superior ao período inicialmente programado ou reprogramado, por responsabilidade da concessionária de transmissão, o período de atraso, após superado o correspondente Padrão de Duração de Desligamento, será multiplicado pelo fator 1,5, para efeito de desconto da PVI, sendo a duração real do desligamento considerada no cômputo, conforme o disposto no art. 8º desta Resolução.

§ 8º Quando houver indisponibilidade de um dos terminais ou de trechos de uma FT-Linha de Transmissão e o ONS solicitar a energização de parte ou de toda a extensão da referida FT, a duração total da indisponibilidade da FT será reduzida em 50% (cinquenta por cento) para efeito de desconto da PVI e para o cômputo, conforme o disposto no art. 8º desta Resolução.

Art. 16. O desconto da PVRO de uma FT cessará quando a concessionária de transmissão informar ao ONS que está em condições de eliminar a restrição operativa, ainda que não possa fazê-lo por questões sistêmicas.

Parágrafo único. Caso ocorra um novo evento que altere o valor da restrição operativa temporária da FT, a PVRO será calculada com base na nova condição, a partir do momento de sua ocorrência.

Art. 17. Não serão considerados, para efeito de desconto da PVI e da PVRO, os desligamentos e as restrições operativas ocorridas no período de 6 (seis) meses a contar da data de entrada em operação comercial de uma nova FT.

DOS CRITÉRIOS ESPECIAIS PARA A APURAÇÃO DA PVI

Art. 18. Quando o desligamento de uma FT for qualificado pela concessionária de transmissão como decorrente de caso fortuito ou força maior ou de situações de sabotagem, terrorismo, calamidade pública, de emergência e por motivo de segurança de terceiros, que interfiram na prestação do serviço, ela poderá requerer ao ONS a desconsideração do período correspondente.

§ 1º O requerimento de que trata o “caput”, para fins de avaliação, eventual perícia técnica e aprovação pelo ONS, deve ser acompanhado de relatório técnico, com o detalhamento estabelecido nos Procedimentos de Rede, demonstrando que o evento foi originado por uma das situações descritas no “caput”, devendo comprovar que:

I - o desligamento qualificado como caso fortuito ou força maior decorreu de falha originada por eventos que extrapolaram as especificações do projeto e da fabricação, bem como os procedimentos de montagem, construção, comissionamento, operação e manutenção; e

II - no caso de desligamento de emergência, o mesmo foi realizado com o objetivo de evitar riscos à segurança das instalações, do sistema ou de terceiros, sem tempo hábil para programação prévia de intervenção de acordo com os Procedimentos de Rede.

§ 2º Cessado o evento causador do desligamento de que trata o “caput”, relativo a uma FT - Linha de Transmissão, deverão ser observados os prazos a seguir estabelecidos, a partir dos quais será iniciada a consideração do período, classificado como Outros Desligamentos, para efeito de desconto da PVI:

I – no caso de queda de estrutura: 20 (vinte) horas por uma ou mais estruturas afetadas, objetivando a detecção do local da falha, isolamento e mobilização, além de mais 20 (vinte) horas para o reparo de cada estrutura afetada; e

II – no caso de queda de cabo ao solo e reposição de cadeias de isoladores: 8 (oito) horas por cabo e por estrutura, não sendo computado o eventual Período Noturno necessário à localização da falha.

§ 3º Deferido, pelo ONS, o requerimento de que trata o § 1º deste artigo, será acatada a desconsideração do período correspondente.

Art. 19. Quando o desligamento de uma FT - Linha de Transmissão for causado por queimada em vegetação pertencente a Área de Preservação Permanente ou em área onde o desmatamento não foi autorizado por órgãos ambientais, a concessionária de transmissão poderá requerer ao ONS a desconsideração do período respectivo.

Parágrafo único. O requerimento deverá ser acompanhado de relatório técnico com o detalhamento estabelecido nos Procedimentos de Rede, demonstrando que foram adotadas todas as ações preventivas e corretivas necessárias, para fins de avaliação e aprovação do ONS.

Art. 20. Para efeito de desconto da PVI, o desligamento para intervenção de urgência, nos termos do art. 2º, inciso VIII, desta Resolução, será caracterizado como Outros Desligamentos, utilizando-se o Fator multiplicador para Outros Desligamentos (Ko) igual a 50 (cinquenta).

Art. 21. O desconto da PVI, no caso do desligamento de equipamento que compõe a FT- Módulo Geral, que cause indisponibilidade de uma ou mais Funções Transmissão vinculadas à mesma subestação, será calculado adotando-se o Pagamento Base da FT – Módulo Geral e a duração do desligamento do equipamento, exceto para o disjuntor central em configuração de barra de disjuntor e meio, que terá tratamento conforme o disposto no art. 25 desta Resolução.

Parágrafo único. Não estando alguma FT vinculada apta a ser energizada após a liberação para operação do equipamento da FT - Módulo Geral, será aplicado à mesma o critério disposto no § 1º do art. 15 desta Resolução.

Art. 22. O período de indisponibilidade de uma FT, decorrente do Aproveitamento de Desligamento, não será considerado, desde que atendidas as seguintes condições:

I - prazo da solicitação superior ao definido nos Procedimentos de Rede para as intervenções de urgência;

II - período programado ou reprogramado contido no correspondente período de desligamento da FT que ensejou o respectivo aproveitamento;

III - tempo de retorno à operação declarado igual ou inferior ao tempo declarado de retorno da FT que ensejou o aproveitamento; e

IV - no caso de retorno à operação do equipamento principal antes do período programado ou reprogramado e a(s) FT correspondente(s) ao aproveitamento continue(m) indisponível(eis), esta(s) indisponibilidade(s) será(ão) tratada(s) como Desligamento(s) Programado(s) para efeito de desconto da PVI a partir do referido retorno.

§ 1º Para o período de indisponibilidade que exceder o originalmente programado ou reprogramado, será aplicado desconto conforme a condição disposta no § 7º do art. 15 desta Resolução, desde que o atraso seja de responsabilidade da concessionária de transmissão detentora dos ativos.

§ 2º O Aproveitamento de Desligamento está sujeito a condições relacionadas à reprogramação ou cancelamento vinculado ao desligamento que o ensejou, em conformidade com os critérios definidos nos Procedimentos de Rede.

Art. 23. O período de indisponibilidade de uma FT, vinculado ao projeto de Pesquisa e Desenvolvimento aprovado pela ANEEL, não será considerado, desde que atendidas as seguintes condições:

I - não impuser reduções de confiabilidade às instalações, de acordo com os Procedimentos de Rede;

II - não causar aumento de custo operacional; e

III – o desligamento for realizado em época e período mais adequados às necessidades do Sistema Interligado Nacional, conforme avaliação do ONS com a concessionária de transmissão.

Parágrafo único. Aplicar-se-á o disposto no § 7º do art. 15 desta Resolução ao período de desligamento que exceder ao programado.

Art. 24. Após o desligamento de uma FT - Linha de Transmissão, caso ocorra o retorno à operação da FT sem o reator não manobrável sob tensão a ela integrado, e na hipótese de ser solicitado pelo ONS com base em estudo prévio, o desconto da PVI após o retorno incidirá apenas sobre o reator e corresponderá à parcela do respectivo Pagamento Base associado ao período de indisponibilidade do reator.

Art. 25. O período de desligamento de FT, para efeito de desconto da PVI, decorrente de falha no disjuntor central em configuração de barra de disjuntor e meio, será imputado à concessionária de transmissão proprietária do mesmo, considerando-se a(s) FT diretamente conectada(s) ao disjuntor central que for(em) desligada(s) e que também seja(m) de sua propriedade.

Art. 26. A utilização de um equipamento reserva em substituição a uma FT da concessionária de transmissão, implicará desconto em valor correspondente à parcela do Pagamento Base do respectivo equipamento reserva, associado ao período em que estiver em operação.

Art. 27. Não será considerado o período até 1080 (mil e oitenta) horas contínuas, a cada período completo de 5 (cinco) anos, de Desligamento Programado para a realização de manutenção especial de FT - Controle de Reativo (Compensador Síncrono), segundo critérios específicos a serem estabelecidos nos Procedimentos de Rede, atendidos os aspectos de oportunidade e preservação da confiabilidade e segurança do sistema elétrico.

Art. 28. O período de operação de uma FT - Controle de Reativo (Compensação Série), com indisponibilidade do Módulo de Controle, acarretará desconto da PVI da FT, conforme os critérios a seguir:

I - o desconto da PVI corresponderá ao produto da duração da indisponibilidade do Módulo de Controle, em minuto, pelo valor representativo de 80% (oitenta por cento) do Pagamento Base da FT;

II - a duração terá início no momento da devolução da FT para a operação sem o Módulo de Controle e cessará quando a concessionária de transmissão informar ao ONS que está em condição de eliminar a indisponibilidade, não sendo esta duração considerada no cômputo, conforme o disposto no art. 8º desta Resolução; e

III - se a indisponibilidade acarretar redução da capacidade operativa da FT, haverá desconto da PVRO, de acordo com o art. 9º desta Resolução.

Art. 29. No caso de falha ocorrida em equipamento principal de FT - Transformação e Controle de Reativo (Reator), será concedido um período de 72 (setenta e duas) horas contínuas, a partir do momento da falha, para que a concessionária realize o transporte e a instalação de outro transformador ou reator, que não esteja localizado na área da subestação da ocorrência do evento para substituir o equipamento que ficou indisponível.

DO PROCEDIMENTO PARA A LIQUIDAÇÃO DOS VALORES DAS PARCELAS VARIÁVEIS E DOS ATRASOS

Art. 30. Os valores da PVI, da PVRO e o decorrente do Atraso na Entrada em Operação de novas FT, descontados mensalmente da(s) concessionária(s) de transmissão, deverão ser subtraídos dos encargos de uso do sistema de transmissão, simultaneamente ao referido desconto.

Parágrafo único. O valor total deverá ser rateado entre todos os usuários da Rede Básica, sendo o rateio correspondente à FT que atenda a usuários específicos realizado entre os mesmos, considerando-se para ambos os casos, a proporção direta dos seus respectivos encargos de uso do mês de apuração da indisponibilidade.

DO ADICIONAL À RAP

Art. 31. A concessionária de transmissão receberá um Adicional à RAP vinculado a uma FT, quando a duração de Outros Desligamentos da FT, acumulada no período contínuo de 12 (doze) meses anteriores ao mês de maio, incluindo este, for igual ou inferior ao correspondente valor estabelecido na tabela do item 2 do Anexo desta Resolução.

§ 1º Atendida a condição definida no “caput”, a concessionária receberá, ainda, um Adicional à RAP associado a Desligamentos Programados, realizados na FT, quando a duração acumulada no mesmo período for igual ou inferior ao correspondente valor estabelecido na tabela referida no “caput”.

§ 2º O ONS deverá encaminhar à ANEEL, até o dia 10 de junho de cada ano, o valor da duração dos Desligamentos Programados e dos Outros Desligamentos de cada FT, por concessionária de transmissão, ocorridos no período definido no “caput”, com valor igual ou inferior ao da tabela referida no “caput”, e, ainda, o valor dos Adicionais à RAP.

§ 3º O valor do Adicional à RAP, relacionado a cada FT, equivale ao valor da PVI correspondente, esta calculada conforme fórmula constante do item 3 do Anexo desta Resolução, com o valor dos termos DVDP e DVOD igual ao da tabela do item 2 do referido Anexo, com o de “D” igual a 30 (trinta) e em base anual.

§ 4º O valor total do Adicional à RAP, a ser creditado ao conjunto das concessionárias de transmissão, corresponderá à soma dos valores dos adicionais de cada concessionária e estará limitado a 30% (trinta por cento) da soma das Parcelas Variáveis Por Indisponibilidade de todas as FT, liquidadas no período definido no “caput” deste artigo.

§ 5º Quando o percentual da soma das PVI referidas no § 4º for menor do que o valor da soma dos Adicionais à RAP, referente a cada concessionária, o valor a ser creditado por concessionária será o equivalente ao resultado da divisão do primeiro valor pelo segundo, multiplicado pelo valor do Adicional à RAP de cada concessionária.

§ 6º O valor total do Adicional à RAP referido no § 4º será considerado na Parcela de Ajuste, que será estabelecida no reajuste ou na revisão das RAP do período subsequente ao mês de maio.

§ 7º Os valores dos Adicionais à RAP, cabíveis às concessionárias de transmissão e relacionadas às FT de que trata o art. 7º desta Resolução, serão rateados entre as concessionárias na proporção das RAP associadas aos equipamentos de sua propriedade.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 32. Quando o número de Outros Desligamentos de uma FT ultrapassar o correspondente Padrão de Frequência de Outros Desligamentos, conforme estabelecido na tabela do item 1 do Anexo desta Resolução, apurado no período contínuo de doze meses anteriores ao da ocorrência, incluindo este, exceto para FT - Linha de Transmissão - Cabo Isolado e Compensador Síncrono, poderá ser caracterizado o descumprimento das disposições regulamentares relativas ao nível de qualidade dos serviços de energia elétrica, devendo o ONS apurar este parâmetro e informar à ANEEL para fins de fiscalização e aplicação da Resolução nº [063](#), de 2004.

Parágrafo único. A caracterização de que trata o “caput” não será considerada no período de 6 (seis) meses a contar da data de entrada em operação comercial de uma nova FT.

Art. 33. Quando um dos limites dos descontos definidos nos incisos II, III e IV do art. 12 desta Resolução for ultrapassado e a FT continuar indisponível ou com restrição operativa temporária em período subsequente, poderá ser caracterizada a não prestação do serviço público de transmissão, devendo o ONS informar à fiscalização da ANEEL para que à referida FT seja aplicada a Resolução nº [063](#), de 2004, bem como o disposto no contrato de concessão.

Parágrafo único. Decorridos 30 dias consecutivos sem o retorno à operação da instalação ou sem a eliminação da restrição operativa temporária, após a identificação pelo ONS da superação dos limites descritos no "caput", poderá ser suspenso, a critério da fiscalização da ANEEL, o Pagamento Base da referida FT, até que ocorra a decisão final da Agência.

Art. 34. Os Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST e os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST, celebrados em data anterior à publicação desta Resolução, deverão ser adequados, no que couber, às disposições deste ato e submetidos à homologação da ANEEL, no prazo de até 240 (duzentos e quarenta) dias da referida publicação, com vigência das referidas adequações a partir da aplicação da metodologia referida no art. 42 desta Resolução.

Art. 35. O ONS deverá, no prazo de até 240 (duzentos e quarenta) dias contado da publicação desta Resolução, submeter à aprovação da ANEEL os Procedimentos de Rede adequados às disposições desta Resolução, incluindo os critérios e procedimentos complementares necessários à operacionalização deste regulamento, com vigência a partir da aplicação da metodologia referida no art. 42 desta Resolução.

Art. 36. A contagem do período para o Desligamento Programado de FT - Controle de Reativo (Compensador Síncrono), de que trata o art. 27 desta Resolução, no caso de FT em operação, será iniciada na data de início da aplicação da metodologia referida no art. 42 desta Resolução.

Parágrafo único. Para as novas FT referidas no “caput”, que entrarem em operação comercial após a data de início da aplicação da metodologia referida no art. 42, a contagem do período será iniciada na data da respectiva entrada em operação.

Art. 37. O valor total do Adicional à RAP a ser considerado na Parcela de Ajuste, nos termos do § 6º do art. 31 desta Resolução, para o primeiro período após a publicação desta Resolução, será proporcional ao período compreendido entre a data de início da aplicação da metodologia referida no art. 42 desta Resolução e o mês de maio subsequente.

Art. 38. A redução da capacidade operativa de longa duração não será considerada para efeito de desconto da PVRO, desde que não haja fator limitante ativo na FT declarado até 60 (sessenta dias) a contar da data de início da aplicação da metodologia referida no art. 42 desta Resolução, de acordo com o disposto na Resolução Normativa nº [191](#), de 2005.

Parágrafo único. O ONS deverá encaminhar à ANEEL, no prazo de até 120 (cento e vinte) dias contados da publicação desta Resolução, a proposta das adequações a serem implementadas pela concessionária de transmissão para eliminação dos fatores limitantes ativos das FT, de acordo com o disposto na Resolução Normativa nº [191](#), de 2005.

Art. 39. Ficam incluídos os incisos XVIII e XIX no art. 7º da Resolução Normativa nº [063](#), de 2004, com a seguinte redação:

“Art. 7º

XVIII – ultrapassar o padrão de frequência de outros desligamentos, conforme metodologia do art. 32 e tabela do item 1 do Anexo da “Resolução nº 270/2007”;

XIX – deixar de prestar serviços públicos de transmissão, conforme art. 33 da “Resolução nº 270/2007”.

(Redação dada pela retificação no D.O. de 17.07.2007, seção 1, p. 36, v. 144)

Art. 40. O ONS estará sujeito às penalidades previstas na Resolução nº [063](#), de 2004, caso não cumpra determinações contidas nesta Resolução.

Art. 41. Para a FT - Transformação correspondente a transformador reserva trifásico em operação para atender critério de confiabilidade, serão utilizados Fator multiplicador para Outros Desligamentos (Ko) e Fator multiplicador para Desligamento Programado (Kp) iguais a 10 (dez).

Art. 42. A metodologia relacionada aos arts. 32 e 33 desta Resolução e a relacionada ao desconto das parcelas variáveis, com exceção das FT de que tratam os §§ 1º e 2º do art. 3º, será aplicada a partir de 330 (trezentos e trinta) dias contados da publicação desta Resolução, utilizando-se nos 2 (dois) anos iniciais os parâmetros definidos na tabela do item 1 do Anexo desta Resolução.

§ 1º O Padrão de Duração de Desligamento, o Padrão de Frequência de Outros Desligamentos, os fatores Ko e Kp, estabelecidos na tabela referida no “caput”, bem como o Percentil de 25% da Duração de Desligamento, estabelecido na tabela do item 2 do Anexo desta Resolução, serão reavaliados periodicamente, a cada dois anos, objetivando a melhoria contínua da qualidade dos serviços prestados, nos termos da Resolução específica a ser publicada.

§ 2º O ONS deverá, no prazo de até 30 (trinta) dias contados da publicação desta Resolução, apresentar à ANEEL o cronograma de implantação da metodologia referida no “caput”, além das adequações nos contratos e Procedimentos de Rede mencionados nos arts. 34 e 35 desta Resolução.

Art. 43. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 09.07.2007, seção 1, p. 34, v. 144, n. 130.

ANEXO À RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 270 DE 26 DE JUNHO DE 2007

1. Padrão de Duração de Desligamento, Padrão de Frequência de Outros Desligamentos e Fatores Ko e Kp

Função Transmissão	Família de Equipamento	Padrão de Duração de Desligamento		Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (desl./ano)	Fator Ko		Fator Kp		
		Programado (hora/ano)	Outros (hora/ano)		Ano 1	Ano 2	Ano 1	Ano 2	
LT	≤ 5km(*)	26,0	0,5	1	100	150	6,67	10	
	>5km e ≤50Km(*)	26,0	1,4	1					
	>50km - 230kV	21,0	2,5	4					
	345kV	21,0	1,5	3					
	440kV	38,0	2,8	3					
	500kV	38,0	2,3	4					
	750kV	38,0	2,3	4					
	Cabo Isolado(*)	54,0	22,0	-	50	50	2,5	2,5	
TR	≤345kV	21,0	2,0	1	100	150	6,67	10	
	>345kV	27,0	2,0	1					
CR	REA	≤345kV	58,0	2,0	1	100	150	6,67	10
		>345kV	26,0	2,0	1				
	CRE	(*)	73,0	34,0	3	100	150	5,0	7,5
	CSI	(*)	666,0	17,0	3	50	50	2,5	2,5
	BC	(*)	46,0	3,0	3	50	100	2,5	5,0
	CSE	(*)	20,0	6,0	3	100	150	5,0	7,5

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

(**) Período de 666 horas em 2 anos.

LEGENDA:

LT- Linha de Transmissão

TR- Transformação

CR- Controle de Reativo

REA- Reator

CRE- Compensador Estático

CSI- Compensador Síncrono

BC- Banco de Capacitor

CSE- Compensação Série

Ko- Fator multiplicador para Outros Desligamentos

Kp- Fator multiplicador para Desligamento Programado

Ano 1 e Ano 2- Períodos que correspondem ao primeiro e segundo ano de implantação da metodologia, conforme definido no “caput” do art. 42 desta Resolução.

2. Percentil de 25% da Duração de Desligamento

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

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

3. Cálculo da Parcela Variável Por Indisponibilidade (PVI)

A PVI a ser descontada do Pagamento Base de uma FT, será calculada por meio da seguinte fórmula:

$$PVI = \frac{PB}{1440D} K_P \left(\sum_{i=1}^{NP} DVDP_i \right) + \frac{PB}{1440D} \left(\sum_{i=1}^{NO} K_{o_i} DVOD_i \right)$$

Onde:

PB Pagamento Base da FT;

ΣDVDP e *ΣDVOD* Somatórios da Duração Verificada de Desligamento Programado e da Duração Verificada de Outros Desligamentos de uma FT: correspondem aos somatórios das durações, em minutos, de cada Desligamento Programado e de Outros Desligamentos 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

- b. se, no período contínuo de onze meses anteriores ao referido mês, a duração acumulada dos Desligamentos Programados ou dos Outros Desligamentos for inferior que a 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;

K_P Fator multiplicador para Desligamento Programado;

K_O Fator multiplicador para Outros Desligamentos com duração de até 300 minutos. Nesta fórmula, este fator será reduzido para K_p após o 300º minuto, observadas as condições a.e b.acima estabelecidas;

D Número de dias do mês da ocorrência;

N_P Número de Desligamento Programado da FT ocorrido ao longo do mês; e

N_O Número de Outros Desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês.