

ELDER FERREIRA KOBAYASHI

GESTÃO ESTRATÉGICA DA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DAS
INSTALAÇÕES INTEGRANTES DA REDE BÁSICA QUE COMPÕEM O
SIN - SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL, PARA MINIMIZAÇÃO DOS
IMPACTOS DA PARCELA VARIÁVEL NO FATURAMENTO DAS
EMPRESAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.

SÃO PAULO

2009

ELDER FERREIRA KOBAYASHI

GESTÃO ESTRATÉGICA DA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DAS
INSTALAÇÕES INTEGRANTES DA REDE BÁSICA QUE COMPÕEM O
SIN - SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL, PARA MINIMIZAÇÃO DOS
IMPACTOS DA PARCELA VARIÁVEL NO FATURAMENTO DAS
EMPRESAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.

Monografia apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Especialista em
Engenharia e Gestão de Manufatura e
Manutenção – MBA/USP.

SÃO PAULO

2009

ELDER FERREIRA KOBAYASHI

GESTÃO ESTRATÉGICA DA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DAS
INSTALAÇÕES INTEGRANTES DA REDE BÁSICA QUE COMPÕEM O
SIN - SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL, PARA MINIMIZAÇÃO DOS
IMPACTOS DA PARCELA VARIÁVEL NO FATURAMENTO DAS
EMPRESAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.

Monografia apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Especialista em
Engenharia e Gestão de Manufatura e
Manutenção – MBA/USP.

Orientador:
Prof. Dr. Gilberto F. M. de Souza

SÃO PAULO

2009

RESUMO

O trabalho proposto tem como objetivo, identificar as melhores estratégias na operação e manutenção dos ativos de transmissão e como aplicá-las nas empresas do setor elétrico brasileiro, de maneira a propiciar a rapidez no restabelecimento dos equipamentos, preservando sempre a segurança das pessoas e das instalações. A base para o desenvolvimento do trabalho será a resolução normativa n.º 270 de 26 de junho de 2007 da ANEEL, que estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da rede básica (>230 kV) que compõem o Sistema Interligado Nacional - SIN.

ABSTRACT

The present work has the purpose to identify the best strategies to operate and to maintain the transmission assets as well as to apply it in Brazilian companies of electrical sector in order to get a quick restore of the equipments after a failure and to preserve always the safety of persons and installations.

The development of this work was based on the normative resolution nr 270 from June 26, 2007 of ANEEL which establishes the rules concerning the quality of public services in electrical power transmission which is also associated to the basic net installation's availability (>230 kV) that is part of the whole linked system net called SIN - Sistema Interligado Nacional (National Linked System).

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 – EVOLUÇÃO DA POSTURA DE MANUTENÇÃO. FONTE: (PINTO, XAVIER, 2001) ADAPTADO DE MANUTENÇÃO FUNÇÃO ESTRATÉGICA PG.17	22
FIGURA 2 – FUNÇÃO PIVOTAL.	23
FIGURA 3 – RELACIONAMENTOS DA MANUTENÇÃO. FONTE: (WILLIAMS,1994).	25
FIGURA 4 – RESULTADOS X TIPOS DE MANUTENÇÃO. FONTE: (PINTO; XAVIER, 2001).	30
FIGURA 5 – FIGURA REPRESENTATIVA DO SISTEMA ELÉTRICO. FONTE: WWW.CTEEP.COM.BR	36
FIGURA 6 – ESTRUTURA DE TRANSMISSÃO.....	39
FIGURA 7 – INSPEÇÃO AÉREA COM HELICÓPTERO. FONTE: WWW.CTEEP.COM.BR	40
FIGURA 8 – TIPOS DE SUBESTAÇÕES. FONTE: WWW.CTEEP.COM.BR	42
FIGURA 9 – PADRÃO DE DURAÇÃO DE DESLIGAMENTO, PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS E FATORES KO E KP.....	48
FIGURA 10 – PERCENTIL DE 25% DA DURAÇÃO DE DESLIGAMENTO	49
FIGURA 11 - FUNCIONAMENTO DO SISTEMA SISRAIOS. FONTE: WWW.SIMEPAR.BR	53
FIGURA 12 – ESTRUTURA DO SAARP	55
FIGURA 13 – LOCALIZAÇÃO DE FALTAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO PELO MÉTODO DA SEQÜÊNCIA NEGATIVA.....	57
FIGURA 14 - LOCALIZAÇÃO DE FALTAS POR ONDAS VIAJANTES. FONTE: /WWW.TEC.ABINEE.ORG.BR	59
FIGURA 15 - FOTO DE UM CENTRO DE OPERAÇÃO DE SISTEMA. FONTE: CEPEL.....	60
FIGURA 16 – PÁRA-RAIOS DE ZNO PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO. FONTE: HTTP://WWW.ANEEL.GOV.BR/.....	64
FIGURA 17 – INSTALAÇÃO DE PÁRA-RAIOS DE ZNO PARALELO A CADEIA DE ISOLADORES NA FASE INFERIOR.....	65

FIGURA 18 – MANUTENÇÃO EM TRANSFORMADORES. FONTE: WWW.EFACECENERGY.COM.BR.....	68
FIGURA 19 – MANUTENÇÃO EM BANCO DE CAPACITORES. FONTE: WWW.EFACECENERGY.COM.BR.....	69
FIGURA 20 – MANUTENÇÃO EM DISJUNTOR. FONTE: WWW.FURNAS.COM.BR	69
FIGURA 21 – DISPONIBILIDADE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO – MÉDIA ANUAL	71
FIGURA 22 – DISPONIBILIDADE DE REATORES – MÉDIA ANUAL.....	72
FIGURA 23 – DISPONIBILIDADE DE TRANSFORMADORES – MÉDIA ANUAL....	72
FIGURA 24 – DIAGRAMA DE PARETO: PORCENTUAL DE DESLIGAMENTOS POR EQUIPAMENTOS	85
FIGURA 25 - APURAÇÃO MENSAL DA PV POR CLASSE DE EQUIPAMENTOS.	86
FIGURA 26 – GRÁFICO DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS E OUTROS DESLIGAMENTOS APURADOS EM REAIS.....	87
FIGURA 27 – GRÁFICO DOS NÚMEROS DE DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS X OUTROS DESLIGAMENTOS	87
FIGURA 28 – PV APURADA NO MÊS / PAGAMENTO BASE (%)	88
FIGURA 29 – NÚMERO DE DESLIGAMENTOS PROVOCADOS POR FALHAS DE MANUTENÇÃO E OUTROS FATORES.....	89
FIGURA 30 – COMPARAÇÃO DO COMPROMETIMENTO DA PV TOTAL X PV DE MANUTENÇÃO	89

LISTA DE TABELAS

TABELA - 1 EVOLUÇÃO DA MANUTENÇÃO.	18
TABELA - 2 APURAÇÃO PV NO MÊS DE JULHO DE 2008....	73
TABELA - 3 APURAÇÃO PV NO MÊS DE AGOSTO DE 2008.	74
TABELA - 4 APURAÇÃO PV NO MÊS DE SETEMBRO DE 2008....	75
TABELA - 5 APURAÇÃO PV NO MÊS DE OUTUBRO DE 2008....	76
TABELA - 6 APURAÇÃO PV NO MÊS DE NOVEMBRO DE 2008.	77
TABELA - 7 APURAÇÃO PV NO MÊS DE DEZEMBRO DE 2008.	78
TABELA - 8 APURAÇÃO PV NO MÊS DE JANEIRO DE 2009.	79
TABELA - 9 APURAÇÃO PV NO MÊS DE FEVEREIRO DE 2009.	80
TABELA - 10 APURAÇÃO PV NO MÊS DE MARÇO DE 2009.....	81
TABELA - 11 APURAÇÃO PV NO MÊS DE ABRIL DE 2009..	82
TABELA - 12 RESUMO DA PV.....	83

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APR	Análise Preliminar de Riscos
BC	Banco de Capacitor
CEBRATEL	Central Brasileira de Transmissão de Eletricidade
CGOS	Centro de Gerenciamento da Operação do Sistema
CR	Controle de Reativo
CRE	Compensador Estático
CSE	Compensação Série
CSI	Compensador Síncrono
DIT	Demais Instalações de Transmissão
FMEA	<i>Failure Mode & Effect Analysis</i>
FT	Função Transmissão
GPS	<i>Global Positioning System</i>
Ko	Fator Multiplicador para outros desligamentos
Kp	Fator Multiplicador para desligamentos programados
LAN	<i>Local Area Network</i>
LASC	Laboratório Avançado de Supervisão e Controle
LPATS	<i>Lighting Position And Tracking System</i>
LT	Linha de Transmissão
MCC	Manutenção Centrada na Confiabilidade
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PB	Pagamento Base
PPMG	Parada para Manutenção Geral
PV	Parcela Variável
PVI	Parcela Variável por Indisponibilidade
RAP	Receita Anual Permitida
RCM	<i>Reliability Centred Maintenance</i>
RDP	Registrador Digital de Perturbações
REA	Reator
SAARP	Sistema Automático para Aquisição de Registros de Perturbação

SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SF₆	Hexafluoreto de Enxofre (Gás)
SIMEPAR	Sistema de Meteorologia do Paraná
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMS	Segurança, Meio ambiente e Saúde
TC	Transformador de Corrente
TI	Tecnologia da Informação
TP	Transformador de Potencial
TPM	<i>Total Productive Maintenance</i>
TR	Transformação / Transformador
UTM	<i>Universal Transverse Mercator System</i>
WAN	<i>Wide Area Network</i>
ZnO	Óxido de Zinco

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

LISTA DE TABELAS

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	14
1.1 OBJETIVO	14
CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
2.1 CONCEITOS DE MANUTENÇÃO.	16
2.2 HISTÓRICO DA MANUTENÇÃO.....	16
2.3 GESTÃO ESTRATÉGICA DA MANUTENÇÃO	18
2.3.1 MANUTENÇÃO ESTRATÉGICA.	19
2.3.2 MELHORES PRÁTICAS DE GESTÃO DA MANUTENÇÃO.....	19
2.3.3 PARADIGMA MODERNO.....	21
2.3.4 COMPETITIVIDADE	22
2.3.5 REDUÇÃO DA DEMANDA DE SERVIÇOS.....	24
2.4 TIPOS DE MANUTENÇÃO.....	25
2.4.1 MANUTENÇÃO CORRETIVA NÃO PLANEJADA	26
2.4.2 MANUTENÇÃO CORRETIVA PLANEJADA.....	26
2.4.3 MANUTENÇÃO PREVENTIVA.....	27
2.4.4 MANUTENÇÃO PREDITIVA.....	27
2.4.5 MANUTENÇÃO DETECTIVA	27
2.4.6 ENGENHARIA DE MANUTENÇÃO.....	28
2.5 MANUTENÇÃO CENTRADA NA CONFIABILIDADE.	30
2.6 TPM – TOTAL PRODUCTIVE MAINTENANCE	31
2.7 MANUTENÇÃO CLASSE MUNDIAL	32
2.8 BOAS PRÁTICAS DA MANUTENÇÃO.....	33
2.9 RECURSOS HUMANOS	34
CAPÍTULO 3 – ESTUDO DE CASO	35
3.1 IMPORTÂNCIA DA EMPRESA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	35
3.1.1 MISSÃO DA EMPRESA.	36
3.1.2 GERENCIAMENTO DA OPERAÇÃO.	37

3.1.3 GERENCIAMENTO DA MANUTENÇÃO	38
3.1.4 EQUIPAMENTOS - LINHAS DE TRANSMISSÃO	38
3.1.4.1 MANUTENÇÃO	39
3.1.4.2 INSPEÇÃO AÉREA	39
3.1.4.3 INSPEÇÃO TERRESTRE	40
3.1.5 EQUIPAMENTOS - SUBESTAÇÕES	41
3.1.6 SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS E BLINDADAS	42
3.2 MODELO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO ANTES DA PARCELA VARIÁVEL.	43
3.3 A RESOLUÇÃO DA ANEEL N.º 270.....	43
3.3.1 DA APLICAÇÃO DOS DESCONTOS	46
3.3.2 CRITÉRIOS ESPECIAIS PARA APURAÇÃO DA PVI	47
3.3.3 ANEXOS À RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N.º 270.	47
3.3.3.1 PADRÃO DE DURAÇÃO DE DESLIGAMENTO, PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS E FATORES KO E KP.	47
3.3.3.2 PERCENTIL DE 25% DA DURAÇÃO DE DESLIGAMENTO.....	49
3.3.3.3 CÁLCULO DA PARCELA VARIÁVEL POR INDISPONIBILIDADE (PVI).	50
3.4 PROPOSTAS PARA MINIMIZAÇÃO DO IMPACTO DA RESOLUÇÃO N.º 270 (PARCELA VARIÁVEL).	51
3.4.1 MEDIDAS PARA REDUÇÃO DA INDISPONIBILIDADE NA ÁREA DE OPERAÇÃO.	52
3.4.1.1 MONITORAMENTO DE RAIOS EM TEMPO REAL	52
3.4.1.2 SISTEMA AUTOMÁTICO DE AQUISIÇÃO DE REGISTROS DE PERTURBAÇÃO.....	54
3.4.1.3 TROCA DE PROTEÇÕES ELETROMECÂNICAS POR DIGITAIS.	55
3.4.1.4 LOCALIZAÇÃO DE FALHAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO PELO MÉTODO DA SEQUÊNCIA NEGATIVA.	56
3.4.1.5 LOCALIZAÇÃO DE FALTA ONDAS VIAJANTES.....	58
3.4.1.6 SISTEMA DE CONTROLE E SUPERVISÃO MODERNOS.....	59
3.4.2 MEDIDAS PARA REDUÇÃO DA INDISPONIBILIDADE EM LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	61
3.4.2.1 TRABALHOS EM REGIME ENERGIZADO	61
3.4.2.2 INSPEÇÃO AÉREA COM HELICÓPTERO ASSOCIADA AO USO DE EQUIPAMENTO DE TERMOVISÃO.....	62

3.4.2.3 CONSCIENTIZAÇÃO DA POPULAÇÃO	63
3.4.2.4 UTILIZAÇÃO DE PÁRA-RAIOS DE ÓXIDO DE ZINCO	63
3.4.3 MEDIDAS PARA REDUÇÃO DA INDISPONIBILIDADE EM EQUIPAMENTOS NAS SUBESTAÇÕES.....	65
3.4.3.1 MANUTENÇÃO CENTRADA NA CONFIABILIDADE	66
3.4.3.2 REGENERAÇÃO DE ÓLEO ISOLANTE DE TRANSFORMADORES SEM DESLIGAMENTO	66
3.4.3.3 PARADA PARA MANUTENÇÃO GERAL - PPMG	67
3.4.4 RECURSOS HUMANOS	70
CAPÍTULO 4 – RESULTADOS OBTIDOS.....	71
4.1 ANÁLISE DA DISPONIBILIDADE DOS EQUIPAMENTOS E ABORDAGEM ANTES E PÓS A RESOLUÇÃO 270.	71
4.2 PERDAS DE RECEITA DECORRENTES DA APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL E COMPROMETIMENTO DO PAGAMENTO BASE.....	73
4.3 RESULTADOS OBTIDOS	85
4.4 COMPARAÇÕES E CONCLUSÕES.	90
CAPÍTULO 5 - CONCLUSÃO	91
5.1 SUGESTÃO PARA SEQUÊNCIA DO TRABALHO.....	91
CAPITULO 6 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	93
ANEXO 1	95

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, novos competidores e investidores foram introduzidos no mercado de energia, modificando o comportamento gerencial das empresas. O mercado mais exigente e a busca pela qualidade na prestação dos serviços favoreceram o aumento da competitividade entre as empresas e desencadearam um movimento de otimização nos processos de geração e transmissão de energia elétrica. Em razão deste contexto foi necessário que as empresas discutissem e avaliassem os procedimentos de operação, manutenção e planejamento, com vistas agora à disponibilidade, confiabilidade e significativa redução de custos.

Em continuidade ao processo de reestruturação, foi estabelecido pela ANEEL um mecanismo de penalidade denominado Parcela Variável – PV, onde a indisponibilidade dos ativos de transmissão é onerada por um desconto sobre sua receita. O objetivo da criação desse mecanismo é incentivar a maximização da disponibilidade dos equipamentos e instalações e a melhoria dos serviços prestados pelas transmissoras.

Diante dessa nova realidade, os desligamentos forçados dos ativos de transmissão (Linhas de Transmissão, Reatores, Transformadores, Compensadores Síncronos, etc.) com duração superior a um minuto são passíveis de aplicação da PV. Nesse cenário, o desempenho das manutenções preventivas, corretivas e preditivas de todos os ativos da transmissão, passam a ser de fundamental importância.

1.1 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é identificar as melhores estratégias na operação e manutenção das instalações e como aplicá-las nas empresas do setor elétrico brasileiro, de maneira a propiciar confiabilidade e disponibilidade em patamares competitivos, além de favorecer a rapidez no restabelecimento dos equipamentos, preservando a segurança e a integridade das pessoas e das instalações. Como

base do trabalho será utilizada a resolução normativa n.º 270 de 26 de junho de 2007 da ANEEL, que estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da rede básica (>230kV) que compõem o Sistema Interligado Nacional – SIN.

CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 CONCEITOS DE MANUTENÇÃO.

Segundo a (NBR 5462-1994) manutenção é definida como “a combinação de ações técnicas e administrativas, incluindo as de supervisão, destinadas a manter ou recolocar um item em um estado no qual possa desempenhar uma função requerida”. Em outras palavras pode-se dizer que manutenção significa realizar todo esforço necessário para garantir que determinado equipamento continue desempenhando suas funções conforme projeto, dentro dos limites aceitáveis de desempenho. (XENOS, 2004).

Manutenção *sf.* (*lat. manu+tentione*) 1 Ato ou efeito de manter. 2 Sustento. 3 Dispendio com a conservação de uma coisa... (DICMAXI Michaelis Intranet - Dicionário Eletrônico).

Segundo Pinto e Xavier (2001) a missão da manutenção é: “Garantir a disponibilidade da função dos equipamentos e instalações de modo a atender a um processo de produção ou de serviço, com confiabilidade, segurança, preservação do meio ambiente e custos adequados”.

2.2 HISTÓRICO DA MANUTENÇÃO

Ao longo do tempo a manutenção tem mudado substancialmente, talvez mais que qualquer outra atividade de gerenciamento. O incremento destas mudanças pode ser observado no número e na variedade das instalações e equipamentos, com projetos cada vez mais complexos, que atualmente devem ser mantidas.

Segundo Pinto e Xavier (2001), com início na década de 30 a evolução da manutenção pode ser dividida em três períodos distintos: (ver tabela 1).

O primeiro período, até a época da Segunda Guerra Mundial, é denominado como manutenção de *primeira geração* onde a indisponibilidade dos equipamentos e

a preocupação pela prevenção de falhas não era prioridade gerencial, a indústria não era altamente mecanizada. A engenharia, em geral, adotava o super dimensionamento dos equipamentos e a simplicidade nos projetos, tornando-os fáceis de reparar e, de certa forma, confiáveis. Limpeza e lubrificação eram as manutenções realizadas, não havia necessidade de realizá-las de maneira sistemática. Neste cenário a manutenção era, fundamentalmente, corretiva.

A segunda geração inicia-se na década de 50 quando a crescente demanda por mercadorias, logo após o período da Segunda Guerra Mundial, impulsionou a mecanização da indústria, agora com máquinas mais numerosas e complexas. Planos de manutenções periódicas começam a ser elaborados e inicia-se a preocupação com os tempos de parada dos equipamentos. A conceituação de manutenção preventiva surge com estes planos e com a consideração de que as falhas nos equipamentos podiam e deviam ser previstas.

Os custos de manutenção elevam-se em relação aos custos operacionais, sistemas de planejamento e controle são necessários para manter a manutenção sob controle. A consolidação deste sistema faz parte das práticas de manutenção.

Com elevado capital investido em ativos físicos e o custo do capital, procurou-se maneiras de maximizar a vida útil dos equipamentos. A preocupação com alta disponibilidade e confiabilidade das instalações, nenhum dano ao ambiente, incremento na vida útil dos equipamentos, maior segurança, maior qualidade do produto, custos sob controle, marca a terceira geração da manutenção, etapa iniciada em meados dos anos 70.

Segundo Pinto e Xavier (2001) na terceira geração reforçou-se o conceito de uma manutenção preditiva. A interação entre as fases de implantação de um sistema (projeto, fabricação, instalação e manutenção) e a disponibilidade/confiabilidade torna-se mais evidente.

Segundo Pinto e Xavier (2001) , uma nova fase está surgindo e está ligada à busca de Unidades e Sistemas de Alto Desempenho. Isto é fruto de uma economia mais globalizada que induz a busca de maior competitividade, além das exigências cada vez maiores da sociedade com relação às questões de SMS – Saúde, Meio Ambiente e Segurança.

Para uma bem sucedida implementação da Unidade de Alto Desempenho, são fundamentais as seguintes ações: uso de referenciais de excelência; ter um plano de ação, padrões e procedimentos que permitam atingir os referenciais

estabelecidos; aplicar os conceitos de forma integrada e abrangente, desde a fase de projeto conceitual até a plena operação da Unidade.(PINTO, XAVIER;2001).

Tabela 1 - Evolução da Manutenção.

Primeira Geração	Segunda Geração	Terceira Geração
Antes de 1940	1940	1970
AUMENTO DA EXPECTATIVA EM RELAÇÃO À MANUTENÇÃO		
* Conserto após a falha	* Disponibilidade crescente * Maior vida útil do equipamento	* Maior disponibilidade e confiabilidade * Melhor custo-benefício * Melhor qualidade dos produtos * Preservação do meio-ambiente
MUDANÇA NAS TÉCNICAS DE MANUTENÇÃO		
* Conserto após a falha	* Computadores grandes e lentos * Sistemas manuais de planejamento e controle do trabalho * Monitoração por tempo	* Monitoração de condição * Projetos voltados para confiabilidade e manutenebilidade. * Análise de Risco * Computadores pequenos e rápidos * Softwares potentes * Análise de modos e efeitos da falha (FMEA) * Grupos de trabalho multidisciplinares
Fonte: (PINTO;XAVIER,2001)		

2.3 GESTÃO ESTRATÉGICA DA MANUTENÇÃO

Segundo Pinto e Xavier (2001), para que as empresas possam sobreviver aos desafios que se apresentam neste cenário de economia globalizada e altamente competitivo, é necessário “pensar e agir estrategicamente”, para que as atividades de manutenção se integrem de maneira eficaz aos processos produtivos, contribuindo efetivamente para que a empresa caminhe rumo a Excelência Empresarial.

Assim, para Pinto e Xavier (2001), não existem espaços para improvisos e arranjos: competência, criatividade, flexibilidade, velocidade, cultura de mudança e

trabalho em equipe são as características básicas das empresas e das organizações que têm a competitividade como razão de ser de sua sobrevivência.

Segundo Pinto e Xavier (2001) a gerência moderna deve estar sustentada por uma visão de futuro e regida por processos de gestão onde a satisfação plena de seus clientes seja resultante da qualidade intrínseca dos seus produtos e serviços e a qualidade total dos seus processos produtivos seja o balizador fundamental.

2.3.1 MANUTENÇÃO ESTRATÉGICA.

Segundo Pinto e Xavier (2001) a manutenção estratégica precisa estar voltada para os resultados empresariais da organização. É necessário, acima de tudo, deixar de ser apenas eficiente para se tornar eficaz, isto é, não basta apenas reparar equipamento ou instalação tão rápido quanto possível, mas é preciso principalmente, manter a função do equipamento disponível para operação reduzindo a probabilidade de uma parada de produção não planejada.

2.3.2 MELHORES PRÁTICAS DE GESTÃO DA MANUTENÇÃO.

Para se alcançar as metas planejadas, ou seja, sair da “situação atual” e ir para “visão de futuro”, é preciso programar, em toda organização um plano de ação suportado pelas melhores práticas, também conhecidas como caminhos estratégicos. A questão fundamental não é, apenas, conhecer quais são melhores práticas, mas, sobretudo, ter capacidade de liderar a sua implementação numa velocidade rápida. (PINTO;XAVIER,2001)

A seguir será mostrada uma relação de algumas das melhores práticas de gestão da manutenção, que devem ser observadas:

- Gerentes e supervisores devem liderar o processo de sensibilização, treinamento, implantação e auditoria das melhores práticas de SMS.

- A gestão deve ser baseada em itens de controle empresariais: disponibilidade, confiabilidade, meio-ambiente, custos qualidade, segurança e outros específicos, com análise crítica periódica.
- Gestão integrada do orçamento (manutenção e operação) buscando, sempre, o resultado do negócio através da análise criteriosa das receitas e dos custos.
- Análise crítica e priorização das intervenções com base na disponibilidade, confiabilidade operacional e resultado empresarial.
- Utilização de pessoal qualificado e certificado.
- Contratação, sempre que possível, por resultado/parceria com indicadores de desempenho focados nas metas da organização: disponibilidade, confiabilidade, custo, segurança, prazo de atendimento e preservação ambiental.
- Os aspectos de SMS devem ser considerados como valores básicos na contratação de serviços, contemplando, entre outros: histórico de segurança da contratada, qualificação e certificação de pessoal, comunicação de riscos por parte da contratante, bônus e ônus para resultados de segurança.
- Eliminação das falhas, ocorridas e potenciais, através da análise da causa básica, acoplada ao esforço do reparo com qualidade, atuando de forma integrada com a operação e a engenharia na busca das soluções.
- Ênfase na manutenção preditiva acoplada aos “softwares” de diagnóstico.
- Adoção de programa de Manutenção Produtiva Total – TPM, com base em que o operador é a primeira linha de defesa para monitorar e maximizar a vida dos equipamentos.
- Adoção de ferramenta MCC – Manutenção Centrada na Confiabilidade, para os sistemas críticos.
- Aplicação da técnica de APR - Análise Preliminar de Riscos, para os principais serviços de manutenção.
- Prática da multifuncionalidade ou da polivalência.
- Procedimentos escritos para os principais trabalhos.

- Aplicação dos programas de auditorias, internas e externas, como ferramenta de divulgação, verificação da aplicação das melhores práticas e a tendência dos resultados.

2.3.3 PARADIGMA MODERNO

Segundo Pinto e Xavier (2001) a manutenção deve ser organizada de tal maneira que o equipamento ou sistema pare de produzir somente de forma planejada. Quando o equipamento pára de produzir por si próprio, sem uma definição gerencial, está-se diante de manutenção não-planejada, ou mesmo de um fracasso da atividade de manutenção. Em outras palavras, não é mais aceitável que o equipamento ou sistema pare de maneira não prevista.

O gerenciamento estratégico da atividade de manutenção consiste em ter a equipe atuando para evitar que ocorram falhas, e não manter esta equipe atuando, apenas, na correção rápida destas falhas, conforme Pinto e Xavier (2001).

Para Pinto e Xavier (2001) o gerenciamento estratégico pode ser comparado a uma brigada de incêndio: quando ocorre a emergência a brigada deve atuar rapidamente, mas a principal atividade da brigada, a partir daí, é evitar a ocorrência de novos incêndios.

Paradigma do passado: “O homem de manutenção sente-se bem quando executa um bom trabalho”. (PINTO;XAVIER, 2001)

Paradigma moderno: “O homem de manutenção sente-se bem quando ele consegue evitar todas as falhas não previstas”. (PINTO;XAVIER, 2001)

O homem da manutenção do futuro precisa atuar de forma a evitar que os problemas ocorram. Segundo Pinto e Xavier (2001) sem esta mudança de paradigmas ter-se-á que fazer um grande esforço para obter uma melhoria pouco significativa nos resultados e esta pequena melhoria não será suficiente para permanecer no mercado.

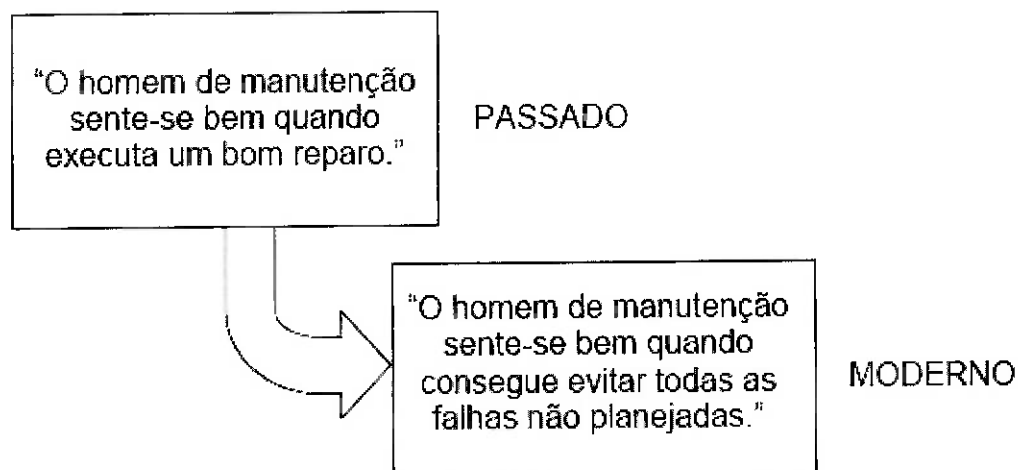


Figura 1 – Evolução da postura de Manutenção. Fonte: (PINTO, XAVIER, 2001) Adaptado de Manutenção Função Estratégica pg.17

2.3.4 COMPETITIVIDADE

Atualmente tem se tornado evidente as necessidades constantes de mudança nas empresas para se estabelecerem dentro do cenário mundial da competitividade industrial.

Para Tavares (1999) um número cada vez maior de empresas já reconhece a importância crucial que a manutenção e a confiabilidade desempenham em suas organizações. Nelas, os altos executivos estão promovendo a implantação de estratégias empresariais de manutenção e confiabilidade. Tais estratégias têm dupla finalidade: Em primeiro lugar, se destinam a educar os empregados da empresa sobre como a manutenção e a confiabilidade afetam a empresa financeiramente. Em segundo lugar, se concentram em desenvolver e implementar um processo que promova, de forma ativa, melhorias nessas práticas.

Segundo Tavares (1999) a maior parte das estratégias empresariais de manutenção visa dois objetivos primordiais: diminuir os custos (de mão-de-obra, material e contratação) e melhorar a confiabilidade operacional dos equipamentos ou da gestão dos ativos (tempo operacional – “uptime”, regime de funcionamento – “running speed” e desempenho da qualidade). Quase todas as empresas têm

grandes oportunidades de atuar em ambas as áreas. É comum um gasto elevado em manutenção e os resultados destas atividades são, muitas vezes, ineficazes, por maiores investimentos que sejam feitos.

Segundo Tavares (1999), desde o pós-guerra as características das atividades econômicas experimentaram alterações que impuseram diferentes ritmos de desenvolvimento até o período atual, em que decididamente a competitividade industrial deixou de ser definida pelos ganhos de escala e da produção seriada, tipificada pelo modelo "fordista" passando a ser decidida nos campos da qualidade e da produtividade.

A economia de escala está dando lugar à economia de escopo. Neste cenário a manutenção desponta como a única função operacional que influencia e melhora os três eixos determinantes do desempenho industrial ao mesmo tempo, isto é, custo, prazo e qualidade de produtos e serviços (figura 2), definida segundo McKinsey & Company como a "Função Pivotal"

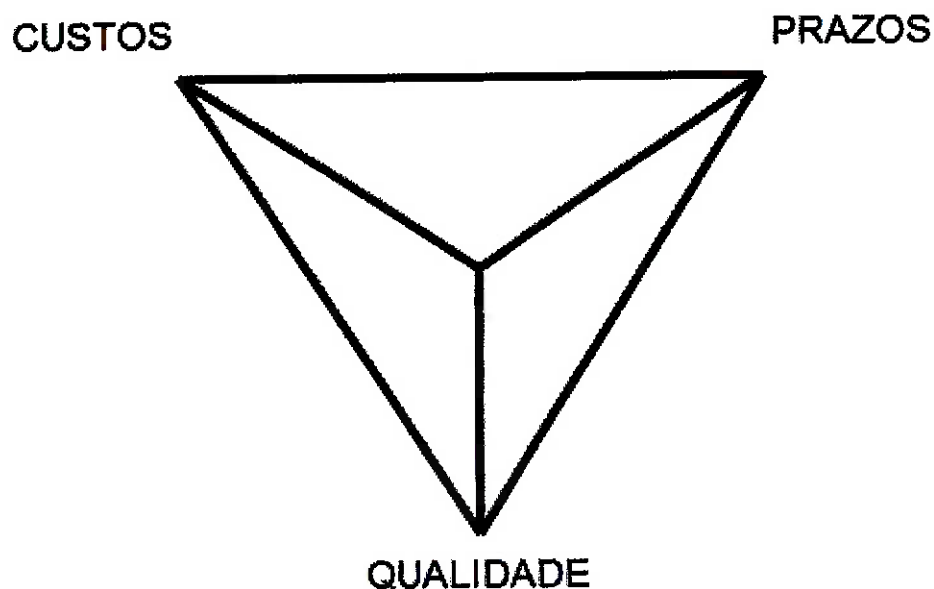


Figura 2 – Função Pivotal.

2.3.5 REDUÇÃO DA DEMANDA DE SERVIÇOS

Segundo Pinto e Xavier (2001) o aumento da disponibilidade, da confiabilidade, da qualidade do atendimento, da segurança e da redução de custos passa, necessariamente, pela redução da demanda de serviços, que tem as seguintes causas básicas:

- **Qualidade da Manutenção:** A falta de qualidade na manutenção provoca o "re-trabalho", que nada mais é do que uma falha prematura.
- **Qualidade da Operação:** Do mesmo modo, sua não qualidade provoca uma falha prematura, não por uma questão da qualidade intrínseca do equipamento/sistema, mas por uma ação operacional incorreta; também aqui a consequência imediata é a perda de produção.
- **Problemas Crônicos:** Existem problemas que são decorrentes da qualidade não adequada do projeto da instalação e do próprio equipamento (hardware). Devido ao paradigma ultrapassado de restabelecer as condições dos equipamentos/sistemas, o homem da manutenção e a própria organização se habituaram a não buscar a causa básica dos problemas e, com isto, dar uma solução definitiva que evite a repetição da falha. Com este procedimento é comum conviver com problemas repetitivos, ainda que de solução conhecida. Isto traduz uma cultura conservadora que precisa ser mudada.
- **Problemas tecnológicos:** A situação é exatamente a mesma da anterior, apenas a solução não é de todo conhecida, o que exigirá uma ação de engenharia mais aprofundada que deverá redundar em melhorias ou modernizações dos equipamentos/sistemas.
- **Serviços desnecessários:** Isto acontece não só devido a uma filosofia errada de aplicar uma manutenção preventiva exagerada, sem se considerar o binômio Custo x Benefício, como, também, por uma natural insegurança, pelo excesso de falhas, que levam os homens de manutenção e de operação a agirem "preventivamente em excesso".

Todas estas questões só serão resolvidas, eficazmente através de um enfoque sistêmico que nada mais é que uma Gestão Estratégica.

2.4 TIPOS DE MANUTENÇÃO

Atualmente a literatura define quatro tipos básicos de manutenção: corretiva (planejada e não planejada), podendo ser de emergência ou não, preventiva, preditiva, detectiva. TPM (*Total Productive Maintenance*) e RCM (*Reliability Centred Maintenance*) são ferramentas utilizadas para a melhoria da qualidade das instalações/equipamentos. A Figura 3 apresenta tipos e as ferramentas da manutenção.

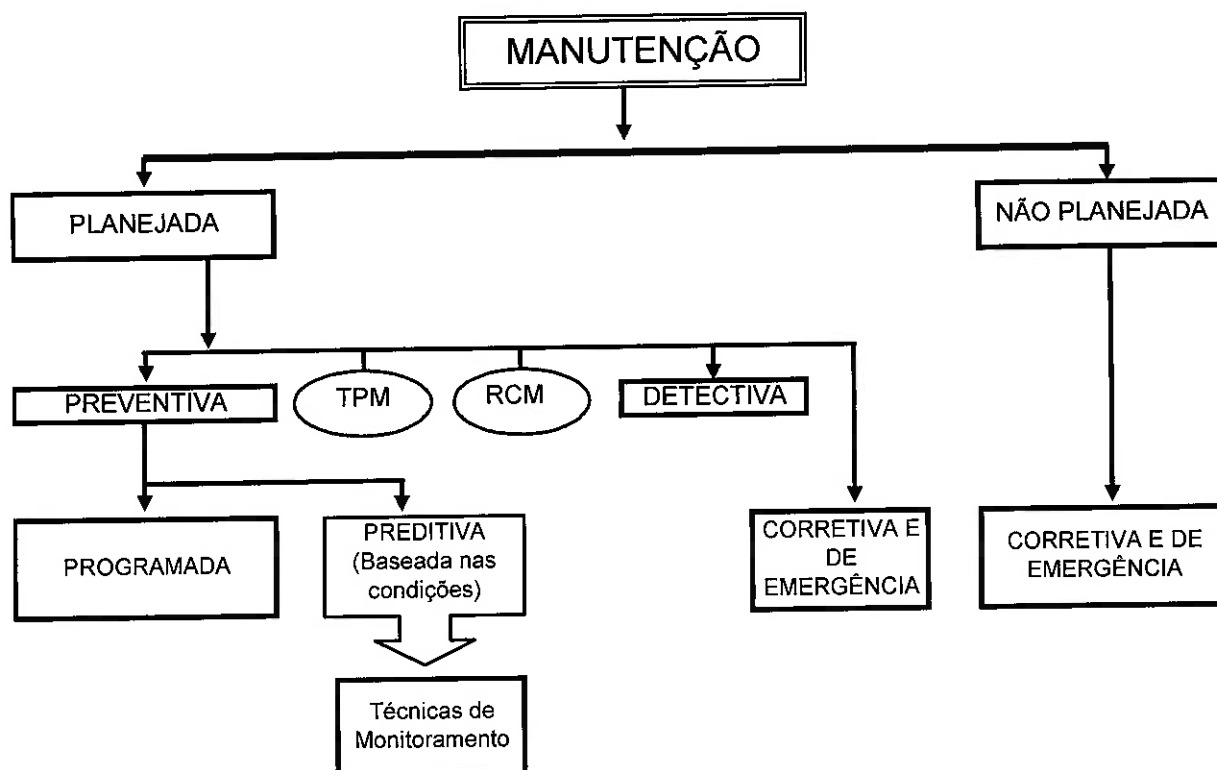


Figura 3 – Relacionamentos da Manutenção. Fonte: (WILLIAMS, 1994).

2.4.1 MANUTENÇÃO CORRETIVA NÃO PLANEJADA

Segundo Pinto e Xavier (2001) a manutenção corretiva não planejada é caracterizada pela atuação da manutenção em fato já ocorrido, seja este uma falha ou um desempenho menor do que o esperado. Não há tempo para a preparação do serviço, ou seja: Manutenção corretiva não planejada é a correção da falha de maneira aleatória a fim de evitar consequências sérias.

2.4.2 MANUTENÇÃO CORRETIVA PLANEJADA

A característica básica deste tipo de manutenção é função da qualidade da informação fornecida pelo acompanhamento do equipamento, para Pinto e Xavier (2001) a manutenção corretiva planejada é a correção do desempenho menor que o esperado ou da falha, por decisão gerencial, isto é, pela atuação em função de acompanhamento preditivo ou pela decisão de operar até a quebra.

Segundo Pinto e Xavier (2001) a característica principal da manutenção corretiva planejada é função da qualidade da informação fornecida pelo acompanhamento do equipamento. Mesmo que a decisão gerencial seja deixar o equipamento funcionar até a quebra, essa é uma decisão conhecida e algum planejamento pode ser feito quando a falha ocorrer.

Para Pinto e Xavier (2001) a adoção de uma política de manutenção corretiva planejada pode advir de vários fatores, como: possibilidade de compatibilizar a necessidade da intervenção com os interesses da produção; aspectos relacionados à segurança; melhor planejamento dos serviços; garantia da existência de sobressalentes; existência de recursos humanos, com tecnologia necessária para execução dos serviços.

2.4.3 MANUTENÇÃO PREVENTIVA

“É a atuação realizada de forma a reduzir ou evitar a falha ou queda no desempenho, obedecendo a um plano previamente elaborado, baseado em intervalos definidos de tempo”. (PINTO; XAVIER, 2001)

Este tipo de manutenção é realizado em equipamentos com distribuição de falhas normal dentro do ciclo de vida útil, sujeitos a falhas do tipo causal (desgastes). Através da estatística procura-se determinar o tempo provável em que ocorrerá o problema (falha), pois se sabe que este poderá ocorrer não se sabendo quando. Pode, ainda, reduzir a probabilidade de falhas pelo fato de ser programada, sendo o ônus desta paralisação substancialmente baixo.

2.4.4 MANUTENÇÃO PREDITIVA

Baseia-se na tentativa de inferir o estado futuro de um equipamento ou sistema, através dos dados coletados ao longo do tempo, verificando a tendência das variáveis descritivas do estado do equipamento. Tais dados não permitem uma avaliação plena, portanto trabalha-se no contexto de uma avaliação probabilística. Neste caso a coleta de dados é feita sem tornar o serviço prestado indisponível. Esta filosofia possibilita maior conhecimento por parte da equipe de manutenção, do tipo de degradação ou falha que poderão ocorrer, além do aumento de disponibilidade e qualidade do serviço prestado. Para Pinto e Xavier (2001) é a atuação realizada com base em modificação de parâmetro de condição ou desempenho, cujo acompanhamento obedece a uma sistemática.

2.4.5 MANUTENÇÃO DETECTIVA

O termo começou a ser utilizado na década de 90 e tem sua origem na expressão em inglês “detective maintenance”. Segundo Pinto e Xavier (2001) a

manutenção detectiva é a atuação efetuada em sistemas de proteção buscando detectar falhas ocultas ou não-perceptíveis ao pessoal de operação e manutenção.

2.4.6 ENGENHARIA DE MANUTENÇÃO.

O desenvolvimento da engenharia nos últimos tempos tem sido surpreendente e a necessidade de cursos abrangentes de atualização em suas especialidades passa a ser essencial para o aprimoramento dos conhecimentos e das habilidades.

Com a proximidade do novo milênio e o confronto com o grande paradoxo da Era do Conhecimento, a angústia dos profissionais tem aumentado, pois informações são disponibilizadas a todo instante e, ao mesmo tempo, a incerteza sobre o futuro profissional aumenta na mesma velocidade.

Quando detectadas dificuldades enfrentadas pelos profissionais para superar as barreiras encontradas e atingir as metas, a gerência se mobiliza na tentativa de utilizar o conhecimento e a vivência dos experts no assunto, dentro da própria empresa. Estes profissionais possuem um grau de compromisso elevado com as metas organizacionais e conhecem o ambiente onde estão envolvidos. Neste contexto, a opção por profissionais com perfil: especialista ou generalista é amplamente discutido. A chave está na mobilidade espacial, temporal e entre níveis de generalidade. Na prática, o dilema é inconsistente.

Todos precisam estar aptos a transitar entre os dois perfis. A escolha de um deles pode ser perigosa num mundo organizado em redes de conhecimento. A expectativa de resposta consistente nem sempre é atendida de forma clara, surgindo outra questão: Por que os profissionais que detêm o conhecimento técnico do assunto, conhecem o ambiente de trabalho e da organização, não conseguem auxiliar os companheiros na otimização dos resultados?

A resposta aparentemente complexa deve inicialmente ser questionada as políticas internas e alcançar as habilidades específicas para ser um consultor interno. O profissional que exercerá o papel de consultor interno deve conhecer

claramente seu papel e, como consequência, saber esclarecer ao seu cliente como será o trabalho de ajuda.

A atualidade exige que a engenharia de manutenção seja simples e eficaz para que atue na gestão da rotina e na gestão das melhorias, disseminando o conhecimento, promovendo soluções através de um envolvimento maior das pessoas que estão mais próximos às máquinas, disponibilizando novas tecnologias e atuando como massa crítica sobre o sistema para viabilizar os potenciais ganhos.

Índices, termos e expressões são adotadas na expectativa de traduzir controle ou medição das atividades/produção, tal como “Seis Sigmas” que tem sido amplamente difundido pela mídia, onde o termo sigma mede a capacidade do processo para o trabalho livre de falhas, significando que a variação no resultado deveria atingir índices de 99,99966% de aceitação. Certamente na área de manutenção, em empresas de energia elétrica, o alvo para atingir este índice é exaustivamente explorado.

A engenharia de manutenção, com seus analistas de manutenção, devem pesquisar técnicas e tecnologias para proporcionar à equipe de campo (execução da manutenção) desempenho das atividades de maneira segura e moderna para a concretização de resultados cada vez melhores.

Para Pinto e Xavier (2001) praticar a engenharia de manutenção significa uma mudança cultural: é deixar de consertar continuamente, para procurar as causas básicas, modificar situações permanentes de mau desempenho, deixar de conviver com problemas crônicos, melhorar padrões e sistemáticas, desenvolver a manutenibilidade, dar feedback ao projeto, interferir tecnicamente nas compras.

A Figura 4 apresenta uma evolução nos resultados à medida que melhores técnicas foram sendo introduzidas. Nota-se que ocorre uma melhoria contínua entre a corretiva e preventiva, a inclinação da reta não varia. O saldo positivo nos resultados é alcançado quando há mudança de manutenção preventiva para preditiva, tornando-se mais significativo quando as técnicas adotadas utilizarem os conceitos da engenharia de manutenção.

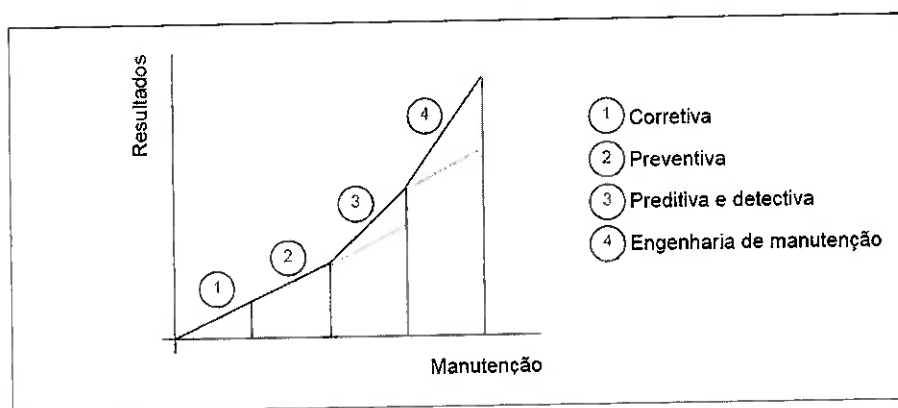


Figura 4 – Resultados x Tipos de Manutenção. Fonte: (PINTO; XAVIER, 2001).

2.5 MANUTENÇÃO CENTRADA NA CONFIABILIDADE.

O conceito de Manutenção Centrada na Confiabilidade originou-se na década de 70 na indústria aeronáutica, quando um controle seguro dos custos, programas de prevenção de falhas e a baixa disponibilidade das aeronaves ocasionou a necessidade de um novo enfoque para a manutenção. (WILLIAMS, 1998).

Para Fleming e França (1997) o objetivo principal da manutenção centrada na confiabilidade é estabelecer um processo racional e sistemático de análise que permita definir tarefas de manutenção de equipamentos para garantir a confiabilidade e a segurança operacional ao menor custo possível.

Algumas questões devem ser formuladas a respeito do bem ou sistema onde será desenvolvida a MCC - manutenção centrada na confiabilidade:

- Quais são as funções e os padrões de desempenho associado ao patrimônio no contexto operacional atual?
- De que forma o item falha para cumprir suas funções?
- O que causa cada falha funcional?
- O que acontece quando ocorre cada falha?
- De que forma cada falha tem importância?
- O que pode ser feito para prever ou impedir cada falha?

O processo de abordagem para identificação e priorização das falhas potenciais dos equipamentos, sistemas ou processos é a análise do modo e efeito de falhas – FMEA (*Failure Mode & Effect Analysis*).

A designação FMEA - Análise do Efeito e Modo de Falhas é considerada uma metodologia/ferramenta definida como sendo um processo sistemático que permite identificar potenciais falhas de um sistema, projeto e/ou processo, com o objetivo de eliminar ou minimizar o risco associado, antes que aquelas aconteçam. O objetivo é, portanto, eliminar os modos de falha ou reduzir os riscos associados. Para obter bons resultados finais, há que atender os seguintes pré-requisitos:

- Entender as necessidades do cliente;
- Desenvolver e avaliar conceitos dos sistemas projetos/processos baseados no ponto anterior e nas estratégias do negócio;
- Criar uma equipe multidisciplinar;
- Definir o âmbito e objetivos do projeto para a FMEA.

Assegurados estes pontos básicos, as condições para início ao desenvolvimento do método estão criadas. Apesar de ter sido desenvolvida com um enfoque no projeto de novos produtos e processos, a metodologia FMEA, pela sua grande utilidade, passou a ser aplicada de diversas maneiras. Atualmente é utilizada para diminuir as falhas de produtos e processos existentes e para diminuir a probabilidade de falha em processos administrativos.

2.6 TPM – TOTAL PRODUCTIVE MAINTENANCE

O conceito básico da Manutenção Produtiva Total se caracteriza em um sistema ou programa de manutenção onde há o envolvimento de todos os empregados da organização, desde os trabalhos da linha de produção até a alta administração.

Para (Pinto e Xavier, 2001) – O TPM objetiva a eficácia da empresa através da maior qualificação das pessoas e melhoramentos introduzidos nos equipamentos. Também prepara e desenvolve pessoas e organizações aptas para conduzir as fábricas do futuro, dotadas de automação.

Oito são os pilares que configuram um sistema capaz de atingir maiores eficiências produtivas, conforme abaixo:

- Melhoria Focada (Focar a melhoria global do negócio);
- Manutenção Autônoma (Auto-gerenciamento, liberdade de ação, etc.);
- Manutenção Planejada (Ter de fato o planejamento da manutenção);
- Educação e Treinamento (Capacitação técnica, gerencial, comportamental);
- Controle Inicial (Eliminar falhas no início);
- Manutenção da Qualidade (Estabelecimento de defeito zero);
- TPM Office (Estabelecer um Programa de TPM nas áreas administrativas);
- Segurança (Estabelecimento de um sistema de saúde, segurança e meio-ambiente);

2.7 MANUTENÇÃO CLASSE MUNDIAL

No mundo moderno o espaço de sobrevivência de uma empresa de grande ou médio porte não pode ficar limitado a um país ou região. As empresas não podem se esquecer que o mercado externo tem interesse em entrar no mercado brasileiro e conquistar espaço.

Nos tempos atuais a ameaça maior não é a indústria brasileira “não querer exportar” e sim as empresas estrangeiras roubar o mercado interno, oferecendo produtos e serviços de boa qualidade.

Assim, dentro deste contexto competitivo, muitas empresas passaram a reconsiderar o impacto e a importância no incremento da disponibilidade e no

aumento da qualidade e responsabilidade dos serviços de manutenção, com objetivo principal de alcançar o estado de manutenção de classe mundial.

Questões básicas analisam as práticas e a confiabilidade da manutenção em uma organização, traduzindo em índices e comparando-os com índices de companhias reconhecidamente líderes no contexto mundial. É o primeiro passo para integrar as ações e identificar as áreas de oportunidade para melhorias nos processos.

2.8 BOAS PRÁTICAS DA MANUTENÇÃO

A manutenção preventiva, corretiva e preditiva possuem suas vantagens e desvantagens. O método mais antigo de manutenção é a corretiva e o mais moderno é a manutenção preventiva, amparada pela manutenção preditiva. Porém, considerando um mesmo equipamento é possível se utilizar diversos métodos de manutenção simultaneamente. Um exemplo clássico desta diversificação é a manutenção realizada em um automóvel, em que para cada parte do veículo se utiliza um método de manutenção. Em algumas partes pode se utilizar a manutenção corretiva e em outras a manutenção preventiva é mais adequada.

Para Pinto e Xavier (2001) o tipo de manutenção a ser adotado é uma decisão gerencial e está baseada nos seguintes fatores:

- Importância do equipamento do ponto de vista operacional, segurança operacional e da instalação e meio ambiente;
- Custos envolvidos nos processos, nos reparos ou substituição e nas consequências das falhas;
- Na capacidade de adequação do equipamento/instalação para favorecer este ou aquele tipo de manutenção e;
- Na oportunidade;

Em todo caso, a melhor manutenção será a combinação mais adequada dos vários métodos de acordo com a natureza e a importância do equipamento ao processo produtivo.

2.9 RECURSOS HUMANOS

Para sustentar os requisitos da manutenção moderna, do ponto de vista dos recursos humanos, as estruturas de trabalho devem ser redefinidas, com o objetivo de melhorar a efetividade e eficiência da execução dos trabalhos. As maneiras tradicionais de limitação de responsabilidades e de tarefas devem ser substituídas por procedimentos onde haja maior flexibilidade e elevado nível de habilidades.

As pessoas desempenharão suas tarefas com maior êxito se receberem uma capacitação adequada, se tiver muito bem definidas as responsabilidades do trabalho, se souberem qual o resultado esperado delas, se tiverem as habilidades e o conhecimento necessários, bem como, as ferramentas e os recursos para realizar o trabalho. As políticas de reconhecimento profissional e a participação nos lucros e resultados da empresa, também atuam como importantes motivadores.

Treinamento e desenvolvimento das habilidades é componente básico, pois permite às pessoas atenderem as expectativas enfrentadas com a crescente mudança de atividades e também com a crescente redução do quadro de funcionários das empresas, seja por aposentadorias ou por demissões em massa.

CAPÍTULO 3 – ESTUDO DE CASO

3.1 IMPORTÂNCIA DA EMPRESA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.

A produção de energia elétrica no Brasil é realizada por um sistema hidrotérmico de grande porte, com ampla predominância hidrelétrica e múltiplos proprietários, sendo que 96,6% dessa produção integra o Sistema Interligado Nacional (SIN), formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Os 3,4% restantes encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados, principalmente, na região amazônica.

O mercado consumidor nacional é composto por cerca de 47 milhões de unidades, sendo 56% nas regiões sudeste/centro-oeste, 22% na região nordeste, 15% na região sul, 5% na região norte e 2% em sistemas isolados.

O Sistema de Transmissão Interligado Nacional, nas tensões de 230 kV a 750 kV, é composto de cerca de 77.640 km de linhas de transmissão e capacidade de transformação acima de 176.000 MVA, instalados em cerca de 320 subestações.

O sistema elétrico da CEBRATEL, por sua vez, é composto por uma extensa malha de linhas de transmissão e subestações em todo o território Nacional, que possibilita o transporte de energia, desde os pontos de conexão com as empresas geradoras e interligações com outras transmissoras, até a rede de subtransmissão e de distribuição, de propriedade das concessionárias distribuidoras, que atendem aos consumidores finais de energia elétrica. Nele, estão presentes instalações pertencentes à Rede Básica, nas tensões de 230 a 500 kV, e às Demais Instalações de Transmissão não pertencentes à Rede Básica, nas tensões de 11,5 a 138 kV.



Figura 5 – Figura representativa do sistema elétrico. Fonte: www.cteep.com.br

3.1.1 MISSÃO DA EMPRESA.

A missão da CEBRATEL (Central Brasileira de Transmissão de Eletricidade) é operar, manter, expandir e explorar sistemas de transmissão de energia elétrica com excelência na prestação do serviço, satisfação aos usuários, sustentabilidade ambiental e retorno adequado aos acionistas, contribuindo para o desenvolvimento econômico e social da comunidade.

A CEBRATEL opera uma complexa infra-estrutura composta por mais de 9.000 quilômetros de linhas de transmissão que se estendem por todo território nacional, ultrapassando 15.000 quilômetros de circuitos. As subestações operadas pela Empresa somam uma capacidade de transformação acima de 20.000 MVA. Toda essa operação é monitorada por um sistema integrado de coordenação, supervisão e controle do sistema elétrico. Este complexo dispõe ainda de sistema próprio de telecomunicações. Para executar os serviços, a Empresa conta com

empregados de alto nível, preparados para atender às demandas de um mercado continuamente exigente.

A CEBRATEL tem a remuneração pelos seus serviços definida anualmente pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – e os recursos vem das empresas usuárias do sistema de transmissão, ou seja, de geração, distribuição e consumidores livres.

A saúde financeira da Empresa é garantida pela eficiência do sistema, resultado dos investimentos em pesquisas, planejamento, ampliação e operação de um sistema que vem apresentando índices excelentes de desempenho.

3.1.2 GERENCIAMENTO DA OPERAÇÃO.

O sistema elétrico da CEBRATEL é coordenado a partir da ação do Centro de Gerenciamento da Operação do Sistema - CGOS, que apoiado por modernos sistemas de informação, supervisionam e controlam as diversas subestações e linhas para garantir que Empresa ofereça serviços de qualidade, com economia, segurança e eficiência. A operação da rede básica é feita sob coordenação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

O Centro de Gerenciamento da Operação do Sistema – CGOS, localizado em Terras Altas, no município de Alvirema, é responsável pela supervisão e controle da malha de transmissão nas tensões de 230 a 500 kV, bem como do monitoramento da geração de todas as usinas conectadas ao sistema da CEBRATEL.

Em 2005, a CEBRATEL transportou mais de 90.000 GWh de energia no país. Esta marca é o resultado do empenho da empresa em manter a racionalização e otimização dos processos, integrando os sistemas de proteção digital, que possibilite a melhoria na produtividade e qualidade dos trabalhos das equipes técnicas.

3.1.3 GERENCIAMENTO DA MANUTENÇÃO

A CEBRATEL conta com uma sistemática de manutenção com base em procedimentos aplicados mundialmente. O conceito, denominado Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC), permite que uma programação de manutenção seja realizada com qualidade e no tempo certo, evitando atuações tardias, que comprometem a qualidade do serviço de transmissão de energia, ou antecipadas, que representam gastos desnecessários.

A CEBRATEL investe, em média, R\$ 81 milhões por ano em manutenção e modernização de equipamentos nas subestações. Adicionalmente, a Empresa direciona R\$ 250 milhões em reforços e ampliação do sistema de transmissão.

3.1.4 EQUIPAMENTOS - LINHAS DE TRANSMISSÃO

A principal malha do Sistema Interligado Nacional (SIN) é composta por 89,2 mil quilômetros de linhas de transmissão – nas tensões de 230, 345, 440, 500 e 750 kV – que formam a Rede Básica. Constituídas por linhas e equipamentos que operam em tensões inferiores a 230 kV – 11,5 kV a 138 kV – as DITs (Demais Instalações de Transmissão) pertencem às transmissoras e não integram a Rede Básica do SIN.

O sistema elétrico da CEBRATEL, por sua vez, é composto por uma rede com 10.561 quilômetros de linhas de transmissão, que possibilitam o transporte de energia desde os pontos de conexão com as empresas geradoras e interligações com outras transmissoras até à rede das concessionárias distribuidoras, que atendem aos consumidores finais de energia elétrica.

As linhas de transmissão aéreas são compostas por extensos cabos metálicos, sustentados por 28395 torres, através de cadeias de isoladores e ferragens, conforme exibida na figura 6, abaixo.

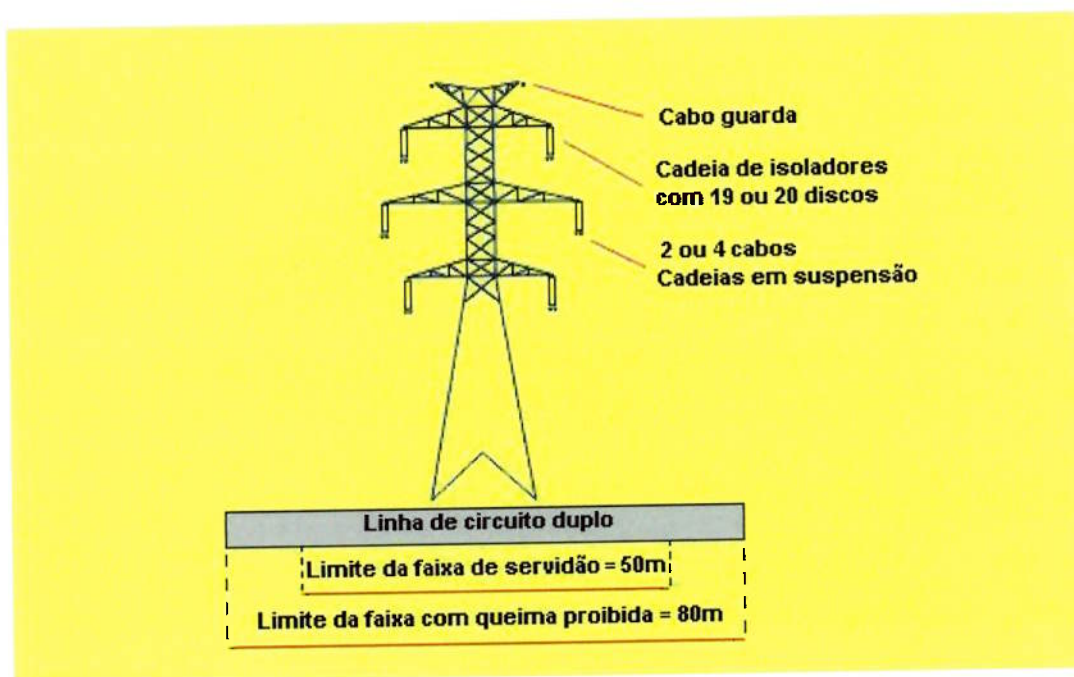


Figura 6 – Estrutura de Transmissão

3.1.4.1 MANUTENÇÃO

A manutenção de linhas de transmissão é feita com base em inspeções e dados estatísticos que permitem antever as necessidades de intervenções. A CEBRATEL conta com profissionais especialmente treinados, bem como materiais e equipamentos que permitem o atendimento a contingências no menor tempo possível. As manutenções são realizadas, preferencialmente, sem a interrupção de fornecimento de energia. Para isso, a CEBRATEL conta com grupos especializados na manutenção em regime energizado.

3.1.4.2 INSPEÇÃO AÉREA

A inspeção aérea é um dos principais instrumentos de diagnóstico das linhas de transmissão, auxiliando na programação das manutenções preventivas e corretivas. A inspeção aérea detalhada é realizada periodicamente com um

helicóptero em velocidade reduzida (média de 60 km/h), que sobrevoa ao longo da linha observando toda sua extensão, conforme se observa na figura abaixo:



Figura 7 – Inspeção aérea com helicóptero. Fonte: www.cteep.com.br

Para identificar uma falha transitória ou permanente detectada pelas proteções da linha, é realizada, quando necessária, a inspeção aérea de emergência, objetivando localizar as anomalias ocorridas, bem como outras que podem gerar novas falhas corrigindo-as por meio das ações de manutenção.

3.1.4.3 INSPEÇÃO TERRESTRE

As inspeções terrestres são executadas a partir de um roteiro preestabelecido, que leva em consideração o diagnóstico da linha de transmissão, sua idade, desempenho, características próprias etc.

3.1.5 EQUIPAMENTOS - SUBESTAÇÕES

As subestações têm a finalidade de conectar as linhas de transmissão para diferentes localidades e, caso seja necessário, fazer a elevação ou a redução dos níveis de tensão a serem aplicados. Uma subestação é composta por um conjunto de equipamentos de proteção e controle, que viabilizam o atendimento aos requisitos necessários.

Dentre os equipamentos principais de uma subestação destacam-se:

- Pára-raios instalados nas linhas e transformadores para atenuar a possibilidade de sobre tensões;
- Chaves seccionadoras, que são dispositivos de isolamento e manobra de equipamentos para colocar a subestação na configuração necessária a cada instante;
- Disjuntores e correspondentes equipamentos de proteção, necessários para garantir que tanto as linhas de transmissão como os transformadores serão desconectados do sistema sempre que um problema ocorrer; além dos equipamentos necessários à conexão entre as diversas linhas e transformadores existentes e aqueles responsáveis pela medição, como os transformadores de potencial e de corrente.

Responsável por receber e distribuir energia, garantindo confiabilidade ao sistema, as subestações realizam a conexão desses equipamentos para fazer com que uma determinada região receba o atendimento adequado de energia elétrica.

O desempenho de uma subestação é medido pela sua disponibilidade total e a análise de cada equipamento é feita individualmente. A manutenção leva em consideração o tempo médio entre falhas, caracterizado pela disponibilidade do equipamento, e o tempo médio para reparo.

3.1.6 SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS E BLINDADAS

Classificadas de acordo com sua potência instalada, configuração construtiva e função no sistema, as subestações são diferenciadas como convencionais ou blindadas. Mais antigas e com maior incidência, as subestações convencionais são instaladas a céu aberto e têm o ar como meio isolante entre os diversos equipamentos. Por isso, ocupam grande espaço físico.



Subestação Convencional



Subestação Convencional



Subestação Blindada

Figura 8 – Tipos de Subestações. Fonte: www.cteep.com.br

Com o passar dos anos e em decorrência do crescimento das aglomerações urbanas, detectou-se a necessidade de criar subestações menores e mais compactas. Nesse caso, como o meio isolante não poderia ser o ar, a melhor alternativa encontrada foi o gás hexafluoreto de enxofre (SF₆). Nasceram as subestações blindadas, onde o isolamento com SF₆ é feito em ambiente fechado e blindado, o que permite compactar a instalação.

3.2 MODELO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO ANTES DA PARCELA VARIÁVEL.

Antes da implantação da parcela variável, as áreas de operação e manutenção da empresa não se preocupavam tanto com o tempo de indisponibilidade dos equipamentos, em razão de não haver descontos na RAP. Muitas vezes ocorriam cancelamentos de programações, demora no retorno de equipamentos e algumas vezes ocorriam desligamentos forçados e os equipamentos ficavam desligados até atingir um horário “confortável”, fora do horário de ponta.

Com a aplicação da parcela variável os conceitos tiveram que ser revistos, uma vez que o valor da penalização para os desligamentos forçados são extremamente maiores quando comparados aos desligamentos programados. Diante disto verificou-se que a continuação dos procedimentos até então praticados quanto à operação e manutenção dos equipamentos sob defeitos deveria ser revista e que novos métodos e procedimentos deveriam ser adotados para se evitar a perda de tempo e principalmente perda de receita.

Nesse contexto, todas as áreas da CEBRATEL, com destaque para a Operação e Manutenção, tiveram como prática a procura de alternativas que permitissem a mitigação dos efeitos dos descontos da Parcela Variável, sem qualquer comprometimento das condições de segurança que norteiam a realização da manutenção e operação do sistema.

3.3 A RESOLUÇÃO DA ANEEL N.º 270.

A Resolução Normativa ANEEL 270 (ANEEL,2007), publicada em 26 de junho de 2007, dispõe sobre qualidade do Serviço de Transmissão de Energia Elétrica e tem como principal inovação o estabelecimento de um sinal econômico associado ao desempenho operacional. Este sinal, denominado de Parcela Variável, segundo a ANEEL tem por objetivo incentivar a maximização da disponibilidade das instalações

e conseqüentemente aumento da confiabilidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais.

Para uma melhor compreensão há a necessidade de se conhecer alguns dos principais termos e as respectivas definições estabelecidas para os fins e efeitos da resolução ANEEL nº270, conforme elencadas abaixo:

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;

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

Aproveitamento de Desligamento: intervenção em uma Função Transmissão desenergizada em conseqüência do desligamento para intervenção em uma outra Função Transmissão;

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;

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

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;

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;

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;

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;

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

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

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;

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;

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;

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;

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;

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;

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

Reforço: implementação de novas instalações de transmissão, substituição ou adequação em instalações existentes, nos termos da Resolução Normativa nº. 158, de 2005.

3.3.1 DA APLICAÇÃO DOS DESCONTOS

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.

Art. 10º. 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.

APURAÇÃO DAS PARCELAS VARIÁVEIS

Art. 14º. 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**.

3.3.2 CRITÉRIOS ESPECIAIS PARA APURAÇÃO DA PVI

Art. 18º. 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.

3.3.3 ANEXOS À RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N° 270.

3.3.3.1 PADRÃO DE DURAÇÃO DE DESLIGAMENTO, PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS E FATORES KO E KP.

A definição dos padrões de desempenho das FT's foi feita com base em informações e dados estatísticos de especialistas do setor elétrico e de diversas entidades ligadas ao assunto, bem como de diretrizes e procedimentos estabelecidos nos contratos de concessão. Para tanto buscou-se, utilizar

metodologias e critérios que promovessem a melhoria crescente da qualidade do serviço prestado.

Como resultado do trabalho, foram estabelecidos padrões de qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, conforme a Figura 9.

Função Transmissão	Familia 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	100	150	6.67	10
		>345kV	26,0	2,0				
	CRE	(*)	73,0	34,0	100	150	5,0	7,5
	CSI	(*)	666,0	17,0	50	50	2,5	2,5
	BC	(*)	46,0	3,0	50	100	2,5	5,0
	CSE	(*)	20,0	6,0	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

BC- Banco de Capacitor

CSI- Compensador Síncrono

CSE- Compensação Série

Ko- Fator multiplicador para Outros Desligamentos

Kp- Fator multiplicador para Desligamento Programado

Figura 9 – Padrão de Duração de Desligamento, Padrão de Frequência de Outros Desligamentos e Fatores Ko e Kp.

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

3.3.3.2 PERCENTIL DE 25% DA DURAÇÃO DE DESLIGAMENTO

Para as FT's que obtiveram um padrão elevado de qualidade, isto é, se em 12 meses a duração dos “Outros Desligamentos” de uma FT for igual ou inferior ao percentil de 25%, a Transmissora recebe RAP adicional. Caso a condição anterior seja satisfeita, receberá também RAP adicional quando a duração dos “Desligamentos Programados”, no mesmo período, for igual ou inferior ao mesmo percentil. (Ver figura 10).

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
		>345kV	2.4
	CRE	(*)	25.5
	CSI	(*)	49,5
	BC	(*)	5.0
	CSE	(*)	0,15

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

Figura 10 – Percentil de 25% da Duração de Desligamento

3.3.3.3 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;

$\Sigma DVDP$ e $\Sigma DVOD$ 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, consideradas as condições a seguir:

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

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

Legenda

KP Fator multiplicador para Desligamento Programado;

K0 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;

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

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

3.4 PROPOSTAS PARA MINIMIZAÇÃO DO IMPACTO DA RESOLUÇÃO N.º 270 (PARCELA VARIÁVEL).

A partir de 03/06/2008, com a entrada em vigor da Resolução 270 da ANEEL e consequentemente com início das penalizações, a CEBRATEL iniciou um plano de ação, para identificar e implementar um conjunto de medidas que fossem capazes de minimizar as perdas de receita na empresa, provocadas pela indisponibilidade de seus equipamentos. Tais medidas envolveram desde mudanças em procedimentos de manutenção, até soluções de grande investimento, como por exemplo, a implantação de um plano de "Manutenção Centrada na Confiabilidade" para equipamentos de subestações ou ainda a aquisição de sistemas, programas e soluções de informática (TI).

Importante ressaltar que os recursos de informática, cada vez mais presentes nas áreas de operação e manutenção estão se tornando indispensáveis para a realização de diversas tarefas, como supervisão e controle em tempo real, monitoração de grandezas, cromatografia de óleo de transformadores (análise de óleo que permite identificar a presença de gás inflamável no interior do transformador), etc. Essas informações, hoje fornecidas com rapidez e precisão, constituem uma importante ferramenta para subsidiar as tomadas de decisão,

principalmente para permitir a redução dos tempos de indisponibilidade dos equipamentos e conseqüentemente às penalizações.

Considerando a grande quantidade de equipamentos que a CEBRATEL possui e as diversas ações tomadas nas diversas áreas, torna-se necessário apresentar as propostas de minimização dos impactos da parcela variável, de forma segregada, dividindo as ações nas áreas manutenção e de operação, conforme evidenciado nos próximos tópicos.

3.4.1 MEDIDAS PARA REDUÇÃO DA INDISPONIBILIDADE NA ÁREA DE OPERAÇÃO.

A área de operação aliada às necessidades da empresa e buscando se destacar no atual cenário da parcela variável, buscou encontrar soluções que pudessem não somente destacá-la no mercado, mas também favorecer a redução da indisponibilidade de seus equipamentos. Algumas destas soluções serão exibidas nos tópicos a seguir.

3.4.1.1 MONITORAMENTO DE RAIOS EM TEMPO REAL

Atualmente a área de operação da CEBRATEL utiliza no CGOS (Centro de Gerenciamento da Operação do Sistema) o aplicativo SisRaios, desenvolvido pelo Instituto Tecnológico SIMEPAR (antigo Sistema Meteorológico do Paraná). O SisRaios é um aplicativo de uso via internet, para monitorar, analisar e identificar descargas atmosféricas em tempo real. Seu funcionamento está vinculado ao sistema de detecção de descargas atmosféricas operado pelo Instituto Tecnológico SIMEPAR, que consiste de: sensores de descargas atmosféricas (LPATS, IMPACT), Central de Processamento (LP2000) e Banco de dados (DA2000). A Figura abaixo exibe o funcionamento do sistema.

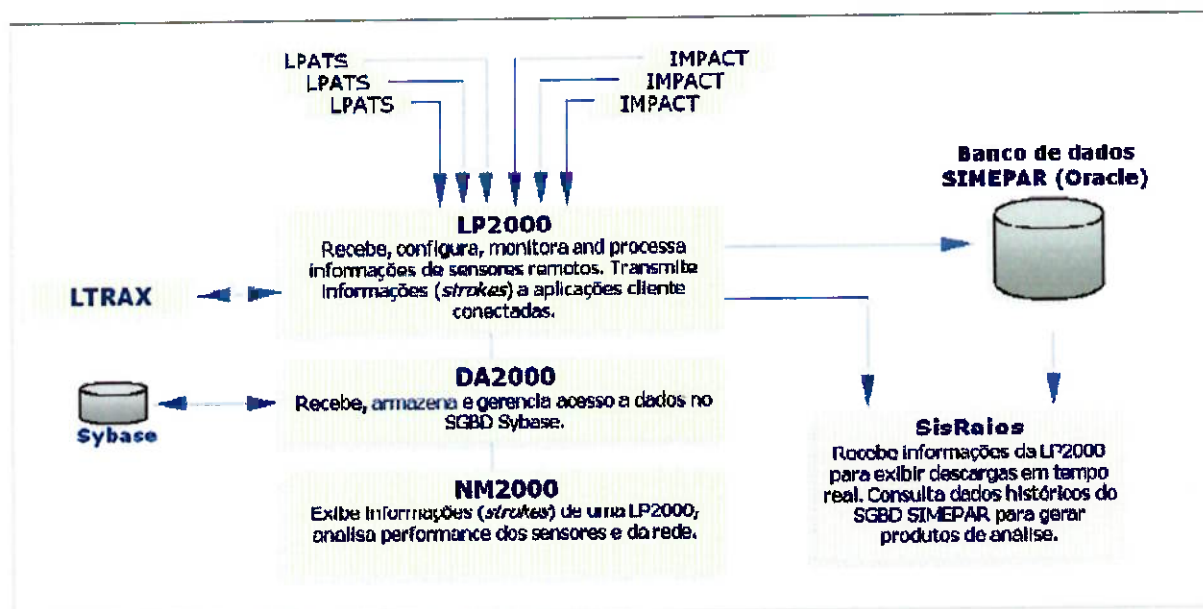


Figura 11 - Funcionamento do Sistema SisRaios. Fonte: www.simepar.br

Assim além de obter os dados em tempo real de descargas atmosféricas, o SisRaios busca informações de dados históricos no banco de dados para produtos de análise.

Diante das várias funcionalidades do Sisraios, vale destacar que ele fornece informações valiosas sobre as descargas atmosféricas, como: tempo, localização de coordenadas (latitude, longitude ou UTM), corrente de pico, etc. Como possui também facilidade para manipular arquivos de mapas, nele é possível carregar as informações da empresa, como: localização das torres, traçado das linhas de transmissão, etc.

Assim quando ocorre um desligamento de uma linha de transmissão é possível visualizar na tela do computador e obter a localização aproximada da descarga atmosférica, através de recursos de “zoom”, em tempo real. Ver (Anexo 1).

3.4.1.2 SISTEMA AUTOMÁTICO DE AQUISIÇÃO DE REGISTROS DE PERTURBAÇÃO

O Sistema automático de aquisição de registros de perturbação – SAARP tem como objetivo integrar, em sua rede de comunicação LAN/WAN, os dispositivos de proteção digitais e os Registradores Digitais de Perturbações (RDP's) do Sistema de Transmissão da CEBRATEL, possibilitando a criação de uma base de dados unificada. Os dados são disponibilizados via Web possibilitando assim a consulta, supervisão e gerenciamento dessas informações.

Outro importante recurso, o acesso remoto a estes dispositivos, dispensa o eventual deslocamento de equipes especializadas por longas distâncias, trazendo evidentes benefícios à Operação e Manutenção.

A CEBRATEL possui rede LAN/WAN entre todas as suas principais instalações. Esta rede de elevada confiabilidade e velocidade é o ponto central de cada subestação para implantação do SAARP.

Basicamente a função do SAARP é coletar registros de oscilografia, parametrização e eventos e disponibilizá-las em tempo real para a sala do Centro de Gerenciamento da Operação do Sistema – CGOS, que terá as informações das perturbações ocorridas no sistema da CEBRATEL, permitindo tomar as decisões de recomposição do sistema com agilidade e confiabilidade.

Além de disponibilizar as informações ao CGOS, o SAARP permite que as áreas de estudos de proteção e análise de perturbações, enviem dados de parametrização aos Dispositivos de Proteção e Registradores de Perturbação. (Ver figura 12).

Como recurso adicional o SAARP em tempo real envia via e-mail e/ou SMS para os responsáveis das áreas de Operação e Manutenção, informações básicas sobre uma ocorrência no sistema, permitindo agilizar o deslocamento das equipes de manutenção apropriada para o atendimento.

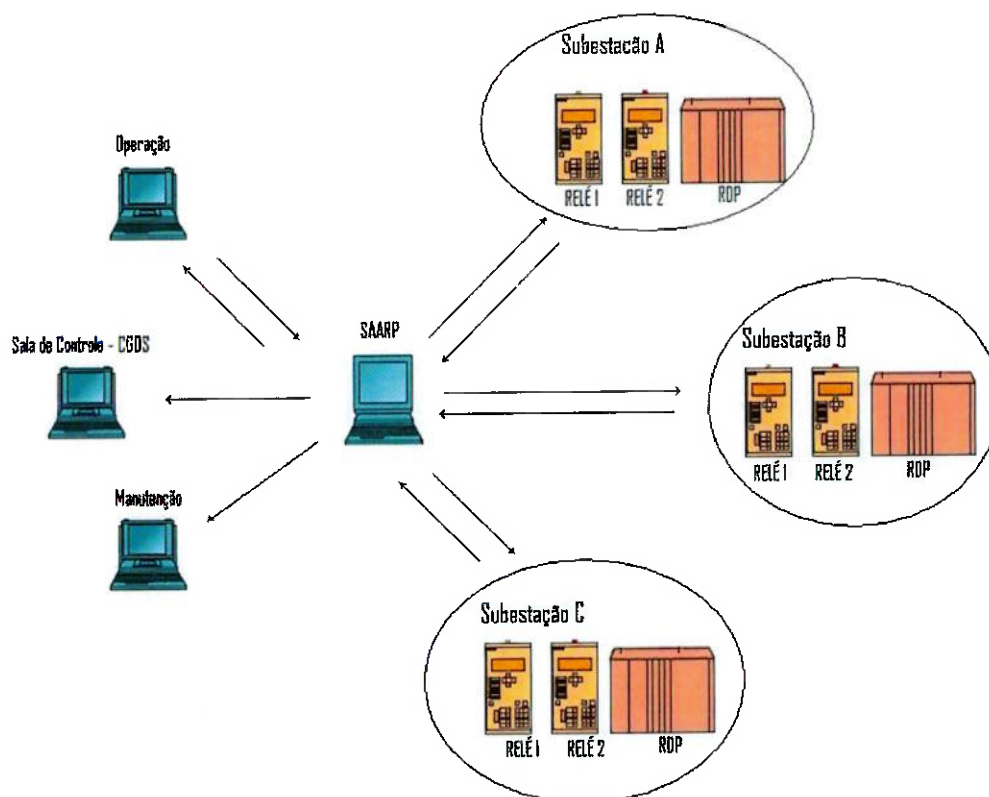


Figura 12 – Estrutura do SAARP

3.4.1.3 TROCA DE PROTEÇÕES ELETROMECAÂNICAS POR DIGITAIS.

Os relés de proteção são dispositivos destinados a detectar anormalidades no sistema elétrico (linhas de transmissão, transformadores, capacitores, etc.) atuando diretamente sobre um disjuntor ou sistema, permitindo a retirada de operação do equipamento sob defeito. Originariamente surgiram na concepção eletromecânica, depois estática e atualmente microprocessados (digitais).

A substituição gradativa dos relés de proteção eletromecânicos por relés digitais, faz parte da importante atualização tecnológica da empresa, no que diz respeito à proteção dos seus equipamentos. Muitos dos relés eletromecânicos instalados na empresa atualmente remontam das décadas de 80 e 90 e que devido ao grande crescimento na área de eletrônica acabaram ficando obsoletos.

Os recursos disponíveis atualmente nos relés digitais contribuem satisfatoriamente para operação e manutenção dos equipamentos, onde se destacam suas principais vantagens, como:

- Registro seqüencial de eventos, que permite acompanhar a evolução e o tempo do defeito durante a falha (curto-circuito).
- Geração de arquivos de oscilografia, que permite visualizar as formas de onda durante a falta (curto-circuito).
- Auto-supervisão, que informa através de sinalizações (alarme sonoro ou visual) a ocorrência de defeitos internos no relé de proteção.
- Localizador de faltas, que permite informar para as equipes de manutenção de linhas de transmissão a localização aproximada em km do defeito.

Importante ressaltar que a funcionalidade de localização de defeito se destaca como sendo uma das principais dos relés de proteção digitais, para redução do tempo de indisponibilidade de linhas de transmissão para falhas permanentes.

3.4.1.4 LOCALIZAÇÃO DE FALHAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO PELO MÉTODO DA SEQÜÊNCIA NEGATIVA.

Uma das maneiras que a CEBRATEL adotou para efetuar a localização de falhas em suas linhas de transmissão, foi a utilização do método matemático de localização de falhas pela componente de seqüência negativa, baseada no artigo de TAKAGI et. al. (1981).

O método diz que para permitir a realização do cálculo para localização de falhas em linhas de transmissão, é necessário conhecer os valores de corrente e tensão durante a falha (em ambos os terminais da linha) e os parâmetros da linha de transmissão (distancia entre terminais, impedância, constante de propagação, etc.). Aplicando-se estes valores em um software de cálculo numérico (MATLAB) é possível descobrir com precisão a localização da falha. (Ver figura 13)

A aplicação deste método observada entre os anos de 2007 e 2008 mostrou a eficiência do método, com base nos resultados obtidos, comparando a localização fornecida pelo método e a localização encontrada pela equipe de manutenção, conforme a seguir:

- Menor erro encontrado: 0,11%
- Maior erro encontrado: 1,81%
- Média dos erros encontrados: 0,71%

Conforme dito anteriormente, a localização de falhas ocorridas nas linhas de transmissão tornou-se imprescindível no cenário atual de parcela variável, principalmente por permitir o deslocamento direcionado das equipes de manutenção (sem a necessidade de se percorrer longos trechos) e por favorecer, desta maneira a redução do tempo de indisponibilidade das linhas de transmissão.

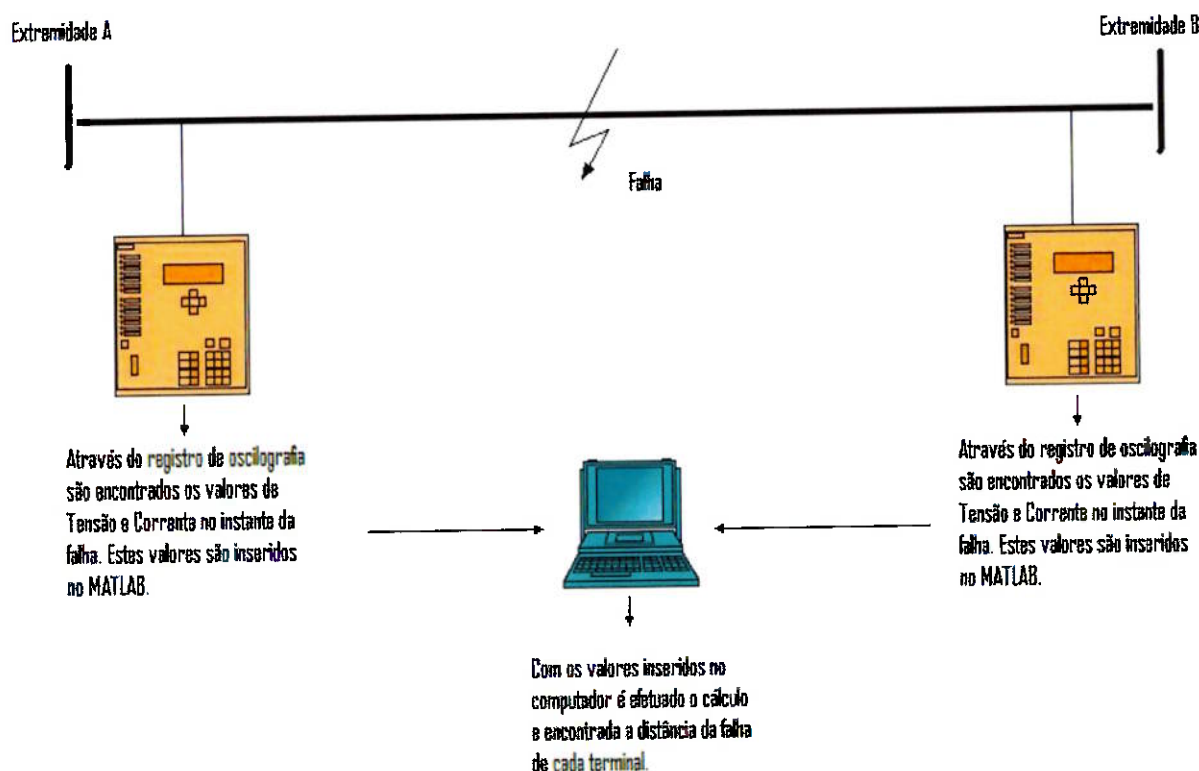


Figura 13 – Localização de Falhas em Linhas de Transmissão pelo método da sequência negativa

3.4.1.5 LOCALIZAÇÃO DE FALTA ONDAS VIAJANTES

A localização de faltas por ondas viajantes é uma ferramenta para localização de faltas em linhas de transmissão, baseada na propagação de ondas nos cabos da linha de transmissão provocadas durante um defeito. Estas propagações são identificadas por aparelhos acoplados a um GPS (Global Positioning System), instalados em uma ou em ambas as extremidade de uma LT, que possuem filtros específicos que filtram as ondas “normais” das ondas de defeito.

Durante o defeito as ondas se propagam do ponto de defeito para as extremidades. Lá os aparelhos identificam as ondas de defeito e através do GPS marcam uma estampa de tempo. Conhecendo-se a distância da LT, as estampas de tempo e algumas constantes é efetuado o cálculo para determinar as distâncias de cada terminal. (Ver figura 14).

Embora esta ferramenta ainda não esteja disponível na CEBRATEL (em fase de contratação), outras empresas do setor instalaram o dispositivo em algumas linhas de transmissão e estão obtendo resultados muito satisfatórios, do ponto de vista da precisão da localização das faltas nas linhas de transmissão. Outra vantagem é que este método não sofre influências na localização de faltas, para determinados tipos de falta, como ocorre com alguns relés de proteção.

Localização de faltas por Ondas Viajantes Esquema de Terminação DUPLA

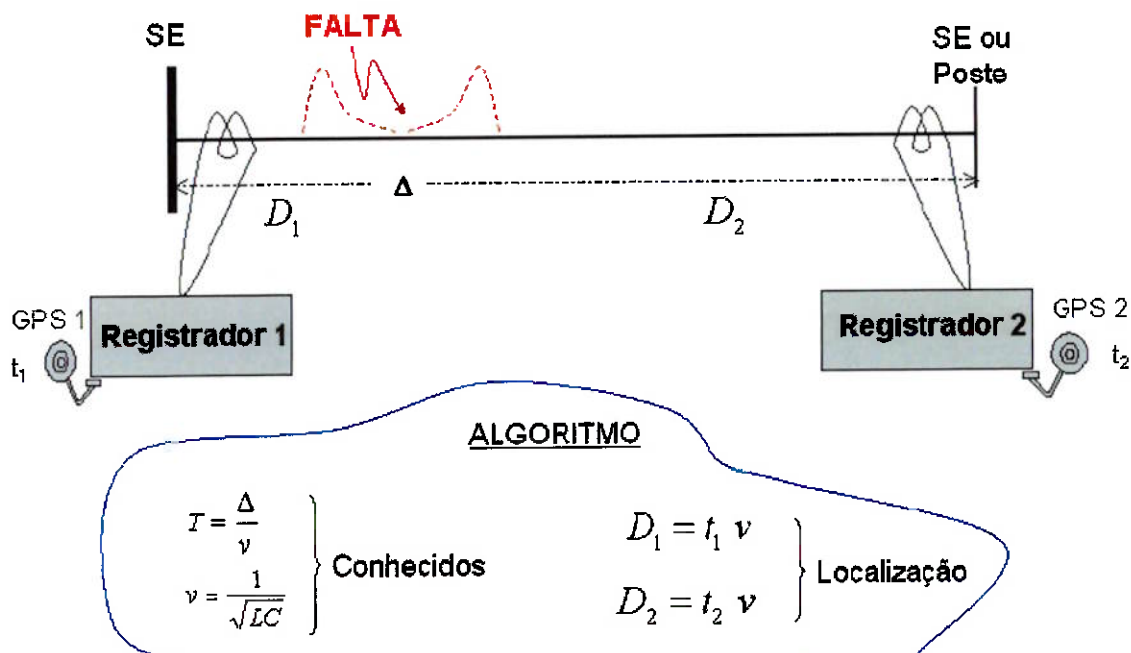


Figura 14 - Localização de faltas por ondas viajantes. Fonte: /www.tec.abinee.org.br

3.4.1.6 SISTEMA DE CONTROLE E SUPERVISÃO MODERNOS

A implantação do sistema de controle a distância (telecomando) das subestações foi outra solução adotada pela CEBRATEL para agilizar a recomposição do seu sistema durante uma perturbação. Antes do telecomando, as manobras de abertura e fechamento de disjuntores e bloqueio e desbloqueio de funções como religamento automático eram realizados pelo operador da subestação, que nem sempre estavam disponíveis na sala de comando, em razão da realização de inspeções e verificações nos equipamentos das subestações localizados no pátio. Muitas vezes as manobras solicitadas pelos operadores do CGOS demoravam alguns instantes, prejudicando em algumas vezes o

restabelecimento do sistema em casos de contingência ou durante manobras para controle de tensão.

Com a implantação do telecomando, o operador do CGOS, que possui a visão de todo o sistema elétrico da CEBRATEL exibida em um painel mímico, passou a efetuar as manobras de disjuntores pelo computador da sua mesa com mais rapidez, reduzindo consideravelmente o tempo de indisponibilidade dos seus equipamentos. Lembrando que as subestações estão distas a centenas e centenas de quilômetros do CGOS.

O sistema de supervisão também foi substituído por uma tecnologia mais atual, permitindo com que os sinais provenientes das subestações, como valores de tensão, corrente, potência ativa, potência reativa, estado de disjuntores (ligados ou desligados), posição de seccionadores, alarmes, etc.; chegassem à mesa de operação com mais rapidez e melhor confiabilidade.

O sistema adotado para o controle e supervisão das subestações é conhecido como SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia), desenvolvido no Laboratório Avançado de Supervisão e Controle – LASC do CEPEL.



Figura 15 - Foto de um Centro de Operação de Sistema. fonte: CEPEL

3.4.2 MEDIDAS PARA REDUÇÃO DA INDISPONIBILIDADE EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

3.4.2.1 TRABALHOS EM REGIME ENERGIZADO

Há alguns anos, a execução de muitos dos serviços nas linhas de transmissão, como substituição de isoladores, substituição de espaçadores, entre outros eram realizados sob regime desenergizado, ou seja, havia a necessidade de se programar o desligamento das linhas de transmissão para realizar os diversos serviços com segurança. Com o passar dos anos e com a crescente demanda de energia elétrica aliada às exigências dos consumidores quanto às interrupções no fornecimento, houve um aumento significativo nos serviços executados com linha viva, propiciando a redução do número de desligamentos programados e a melhoria da disponibilidade dos equipamentos, o que é perfeitamente desejável no atual cenário, onde há incidência de parcela variável nos desligamentos das linhas de transmissão.

As principais vantagens para execução dos serviços com linha viva são:

- Realização dos serviços sem interrupção no fornecimento de energia elétrica;
- Destaque a imagem da empresa junto aos clientes, por prestar um serviço de alta qualidade e sem interrupções do fornecimento de energia elétrica;
- Facilidade para programar e executar os serviços de manutenção por não afetar os consumidores com manobras e desligamentos;
- Índice de acidentes do trabalho ínfimos, quando comparados aos trabalhos executados com linha desenergizada.

3.4.2.2 INSPEÇÃO AÉREA COM HELICÓPTERO ASSOCIADA AO USO DE EQUIPAMENTO DE TERMOVISÃO.

Conforme dito anteriormente, a inspeção aérea com helicóptero é atualmente uma importante ferramenta para a manutenção das linhas de transmissão, e imprescindível para minimizar os impactos causados pela parcela variável, destacando-se como principais vantagens:

- Fácil mobilidade para aproximação no caso de detecção de avarias;
- Facilidade para pousos e decolagens de lugares onde dificilmente veículos podem chegar transportando materiais e ferramentas;
- Praticidade para utilizar equipamentos de termovisão para detecção de pontos de aquecimentos em emendas, conectores, etc.;
- Rapidez na realização da inspeção para busca de avarias (queda de cabos e torres, isoladores quebrados, vegetação sob a linha de transmissão, queimadas, rabiolas de pipas, etc.) na Linha de Transmissão em caso de desligamentos forçados (ocorrências), facilitando a compreensão e o dimensionamento dos danos causados pelo defeito;
- Identificação de vegetação alta sob a linha de transmissão que é grande causadora de desligamentos forçados;
- Identificação das faixas de servidão (área por onde passam as torres) sujeitas a queimadas, que também causam desligamentos, provocados pela grande quantidade de fumaça, que ionizam o ar e facilitam o aparecimento de arco elétrico.

Cabe ressaltar a importância da inspeção aérea com equipamento de termovisão como principal ferramenta de manutenção preditiva para as linhas de transmissão, pois permite detectar avarias ocultas que a olho nu são imperceptíveis de se constatar. Desta forma consegue-se prevenir uma falha na linha de transmissão, além de se conseguir tempo hábil para programar uma intervenção.

Assim, tanto a inspeção com termovisor quanto a utilização do helicóptero são imprescindíveis para se ter agilidade e flexibilidade na manutenção das linhas de transmissão sob o foco para redução da incidência da parcela variável.

3.4.2.3 CONSCIENTIZAÇÃO DA POPULAÇÃO.

Anualmente a CEBRATEL realiza programas de conscientização junto a população para se evitar as práticas de queimadas nas proximidades das faixas de servidão das linhas de transmissão. Essas queimadas, muitas vezes realizadas de forma criminosa e sem responsabilidade causam freqüentes desligamentos das linhas de transmissão, afetando de forma preocupante a estabilidade do sistema, uma vez que uma queimada de grandes proporções pode muitas vezes desligar não somente um, mas dois dos circuitos de uma linha de transmissão.

Uma ação criminosa causadora de transtornos e desligamentos para as empresas de energia, entre elas a CEBRATEL, é a prática de soltar balões durante os períodos festivos. Os balões quando caem nas linhas de transmissão, muitas vezes provocam desligamentos cuja ação do religamento automático não é satisfatória. Isso faz com que além da linha ficar indisponível até a chegada da equipe de manutenção no local, haja uma incidência considerável da parcela variável no desligamento.

Assim, tanto um programa de conscientização da população, como a ação das autoridades para coibir estas práticas é fundamental para se evitar a indisponibilidade das linhas de transmissão sujeitas a estas ações.

3.4.2.4 UTILIZAÇÃO DE PÁRA-RAIOS DE ÓXIDO DE ZINCO

Considerando que as descargas atmosféricas representam uma porcentagem significativa dos desligamentos nas linhas de transmissão e que conseqüentemente causam interrupções no fornecimento de energia elétrica, buscou-se durante muito

tempo soluções que pudessem reduzir o número de desligamentos por elas provocados.

Uma das soluções mais atuais existentes no mercado é a instalação de pára-raios de ZnO (óxido de Zinco) em paralelo com as cadeias de isoladores. Utilizados desde 1992 em alguns países como: Estados Unidos, Alemanha, Canadá, México, Japão, França, etc., possuem comprovada eficiência na redução dos desligamentos em linhas de transmissão provocados por descargas atmosféricas. Suas principais vantagens em relação aos sistemas tradicionais, são:

- Eliminação do cabo guarda (cabo pára-raios);
- Facilidade de substituição em caso de avarias;
- Possibilidade de instalações em torres críticas;
- Possibilidade de adicionar mais pára-raios de ZnO, caso mostre-se insuficiente na redução dos desligamentos;
- Instalação dos pára-raios de ZnO apenas nas regiões de maior incidência de descarga atmosférica.

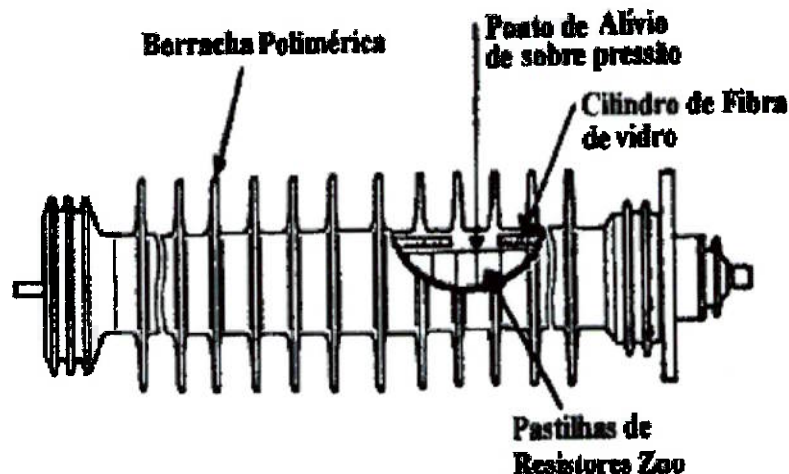


Figura 16 – Pára-raios de ZnO para linhas de transmissão. Fonte: <http://www.aneel.gov.br/>

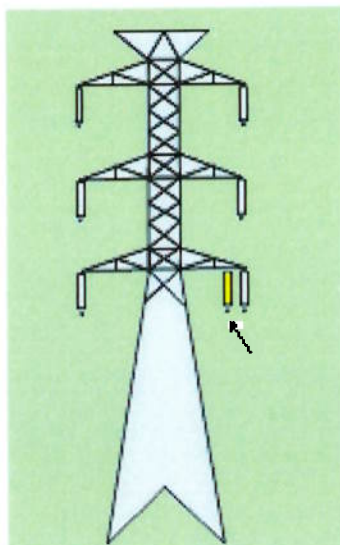


Figura 17 – Instalação de pára-raios de ZnO paralelo a cadeia de isoladores na fase inferior.

Estudos sobre a instalação destes dispositivos em linhas de transmissão nas fases inferiores, revelam que os números de desligamentos por descargas atmosféricas reduzem significativamente. Alguns dos resultados obtidos apresentam uma redução de até 50% dos desligamentos, quando comparados com linhas de transmissão sem os dispositivos. (BRITES; RIBEIRO, 2001).

Em teoria, caso fossem instalados os pára-raios de ZnO em todas as fases de uma linha de transmissão, os desligamentos provocados por descargas atmosféricas seriam reduzidos a valores desprezíveis, o que do ponto de vista da disponibilidade seria algo extremamente vantajoso, tendo em vista a redução das interrupções do fornecimento de energia elétrica junto dos consumidores/clientes conectados ao sistema.

3.4.3 MEDIDAS PARA REDUÇÃO DA INDISPONIBILIDADE EM EQUIPAMENTOS NAS SUBESTAÇÕES

A seguir serão apresentadas algumas estratégias utilizadas pela empresa na manutenção de suas subestações, com foco principal na disponibilidade dos equipamentos.

3.4.3.1 MANUTENÇÃO CENTRADA NA CONFIABILIDADE

Em sintonia com a evolução dos métodos e técnicas de gerenciamento da manutenção, a CEBRATEL, buscou avaliar a aplicabilidade da Manutenção Centrada na Confiabilidade nos programas de manutenção preventiva das subestações, tendo optado por fazer um projeto inicial envolvendo os equipamentos das subestações, como chaves seccionadoras, disjuntores e relés de proteção. Diante dos resultados obtidos com o projeto piloto, a CEBRATEL decidiu implantar a Manutenção Centrada na Confiabilidade em todas as suas Subestações.

Atualmente os transformadores, reatores e demais equipamentos das subestações são inspecionados diariamente para avaliar itens como níveis do óleo, temperatura, potência e tensão, além da condição geral do equipamento. Além disso, a Empresa realiza inspeções preventivas de itens específicos com periodicidade de quatro e seis meses e um, três e seis anos.

3.4.3.2 REGENERAÇÃO DE ÓLEO ISOLANTE DE TRANSFORMADORES SEM DESLIGAMENTO

O emprego da regeneração de óleo isolante em transformadores de alta potência sem desligamento, tem sido aplicado principalmente para os casos em que uma determinada subestação, opera nos limites de sua capacidade. Como os desligamentos programados de transformadores, para a realização de serviços de longo prazo, requerem um grande número de manobras dos distribuidores e fragilizam a estabilidade do sistema da região, a opção por realizar a regeneração de óleo isolante com os transformadores ligado é muito bem vinda, principalmente quando o objetivo principal é a disponibilidade do equipamento.

Normalmente este tipo de serviço é realizado por empresas terceirizadas, que utilizam em seus processos as melhores tecnologias de ponta, propiciando a execução do serviço com confiabilidade e segurança.

Importante acrescentar que a manutenção das propriedades físico-químicas dos óleos isolantes é de suma importância para a vida útil dos transformadores, garantindo o seu bom funcionamento e consequentemente evitando paradas desnecessárias para a manutenção. Um descuido no acompanhamento das propriedades físico-químicas do óleo isolante pode acarretar em acidentes graves, ocasionando inclusive a explosão de um transformador.

Este tipo de consequência, além de gerar gastos com manutenção e com o reparo do transformador, gera ainda penalização pela parcela variável devido a indisponibilidade do transformador. Neste ponto a CEBRATEL leva uma vantagem, pois tem o valor da penalização “reduzida” devido utilizar nestes casos o transformador reserva em substituição ao danificado, ou seja, o transformador receberá penalização até o momento em que o transformador danificado for substituído pelo reserva. No instante que o transformador volta à operação, cessa a cobrança da parcela variável.

3.4.3.3 PARADA PARA MANUTENÇÃO GERAL - PPMG

Esta talvez seja uma das maneiras mais significativas para se aproveitar ao máximo as franquias para execução de serviços programados nos equipamentos das empresas do setor elétrico. (ver item 3.3.3.1).

Considerando o exemplo de uma linha de transmissão de 345 kV, cuja franquia para execução de serviços programados é de 21 horas/ano, como se certificar que estas horas serão suficientes para se realizar todas as manutenções preventivas necessárias na linha de transmissão e seus agregados (disjuntores, seccionadores, proteção, medição, TP, TC, etc.) sem extrapolar as horas da franquia?

Uma das soluções é envolver todas as áreas multidisciplinares da empresa, que de alguma forma tenham alguma ligação ou participação na execução dos serviços. Para o caso supracitado, dependendo do tipo de serviço haveria o envolvimento das áreas de:

- Gestão da Manutenção;
- Manutenção de Subestações;
- Manutenção de Linhas de Transmissão;
- Manutenção de Comandos e Controle;
- Manutenção de Teleproteção;
- Manutenção Civil;
- Operação;
- Suprimentos;
- Terceiros.

A figura primordial e não menos importante que os citados anteriormente é o coordenador ou responsável pelo planejamento e execução destes serviços.

Com a integração dos diversos profissionais envolvidos, o aproveitamento do tempo para a execução dos serviços é maior. Os retrabalhos são mitigados e o aparecimento de imprevistos é consideravelmente reduzido, uma vez que na realização do planejamento muitas situações são simuladas e consideradas. A seguir são exibidas figuras da realização de serviços no sistema de PPMG.



Figura 18 – Manutenção em Transformadores. Fonte: www.efacecenergy.com.br



Figura 19 – Manutenção em Banco de Capacitores. Fonte: www.efacecenergy.com.br



Figura 20 – Manutenção em Disjuntor. Fonte: www.furnas.com.br

Na figura 20, enquanto a equipe de manutenção de subestações realiza a manutenção do disjuntor, a equipe de linhas pode (na maioria das vezes) trabalhar na linha de transmissão, a equipe de comandos e controle executa os serviços nos relés de proteção, etc.

3.4.4 RECURSOS HUMANOS

Os recursos humanos atualmente são e devem ser sempre o maior patrimônio de toda empresa que deseja ter sucesso. De nada adianta incorporar soluções e novas tecnologias se o profissional envolvido não estiver capacitado e motivado para assumir novas responsabilidades. A CEBRATEL atualmente conta com profissionais altamente qualificados e preparados, que contribuindo com suas experiências e favorecem a melhoria dos processos e também a obtenção de baixos índices de indisponibilidade dos equipamentos da empresa.

CAPÍTULO 4 – RESULTADOS OBTIDOS

4.1 ANÁLISE DA DISPONIBILIDADE DOS EQUIPAMENTOS E ABORDAGEM ANTES E PÓS A RESOLUÇÃO 270.

Considerando-se a média anual dos índices de disponibilidade dos equipamentos da CEBRATEL para ocorrências forçadas, durante os anos de 2007 (antes da PV), 2008 e 2009 (pós PV), o que se percebe é que os índices permaneceram praticamente estáveis no período, mantendo-se sempre acima das metas desejadas pela empresa, sendo elas: 99,75% para Linhas de Transmissão, 99,5% para Transformadores e 99,55% para Reatores. (ver figuras 21, 22 e 23).

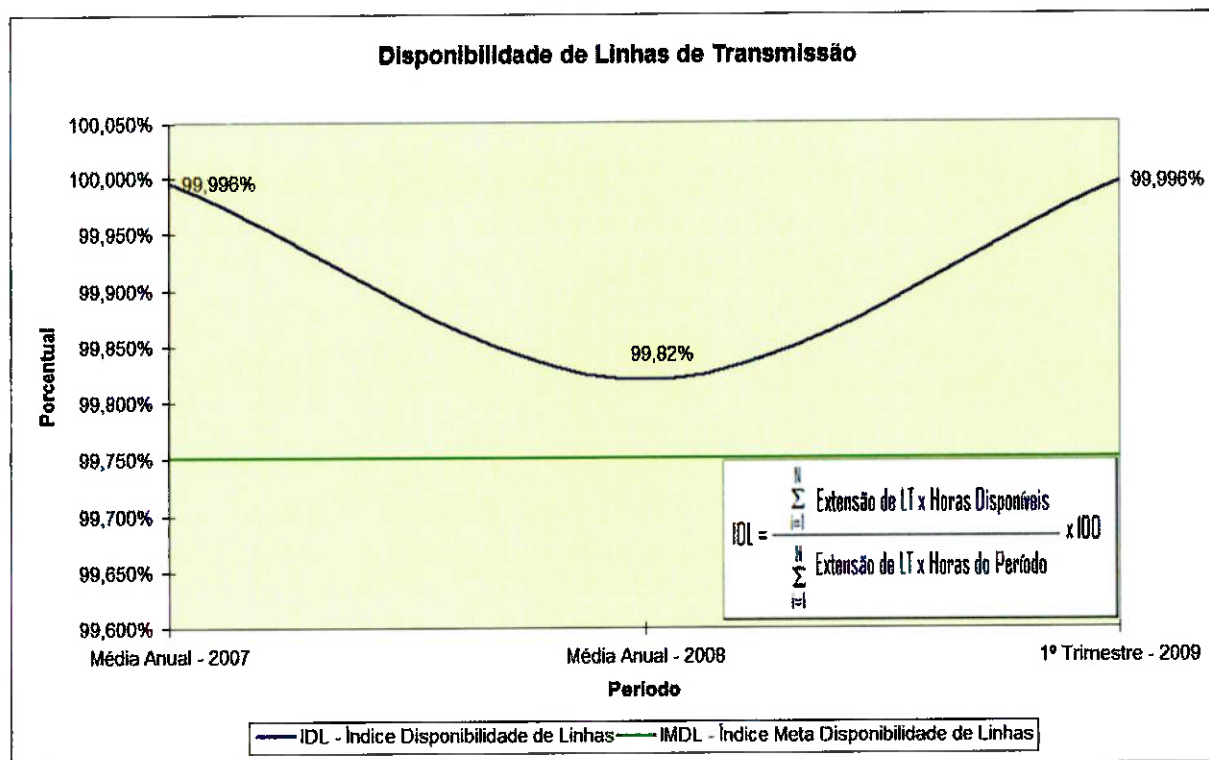


Figura 21 – Disponibilidade de Linhas de Transmissão – Média anual

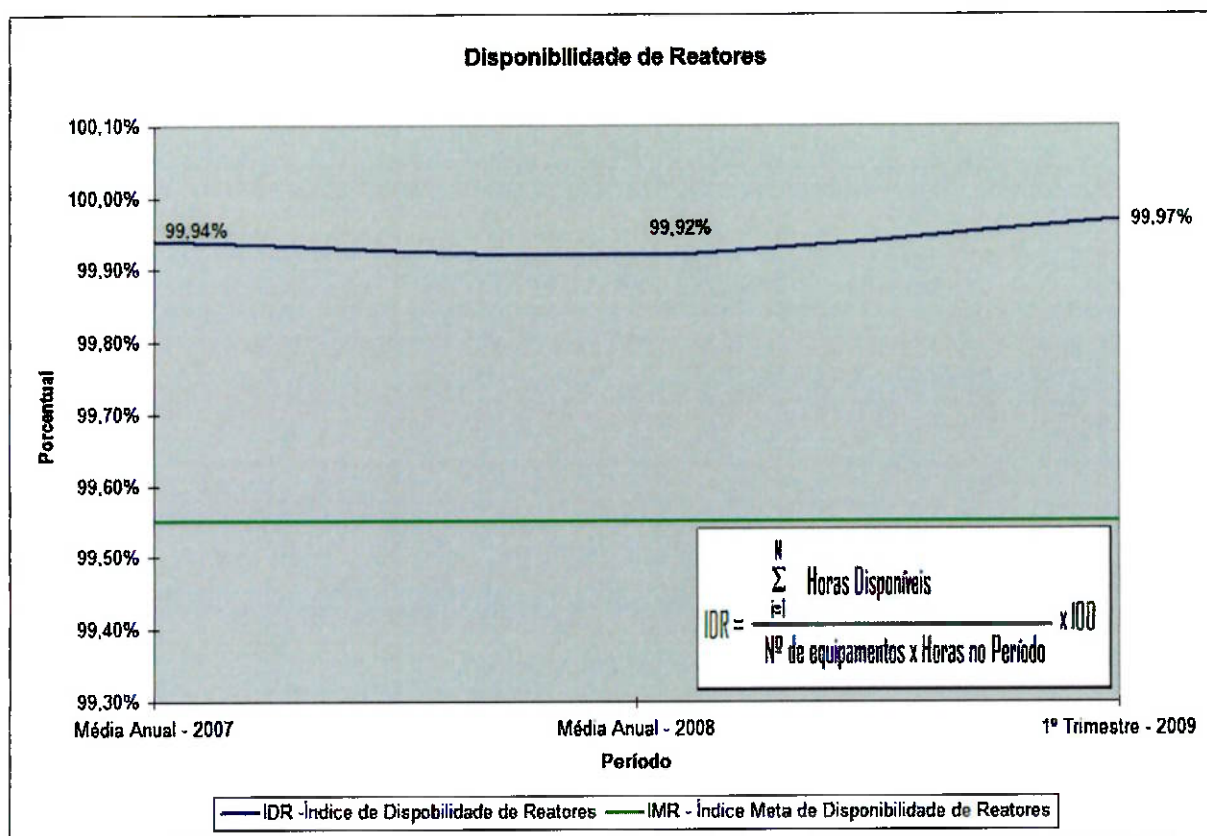


Figura 22 – Disponibilidade de Reatores – Média anual

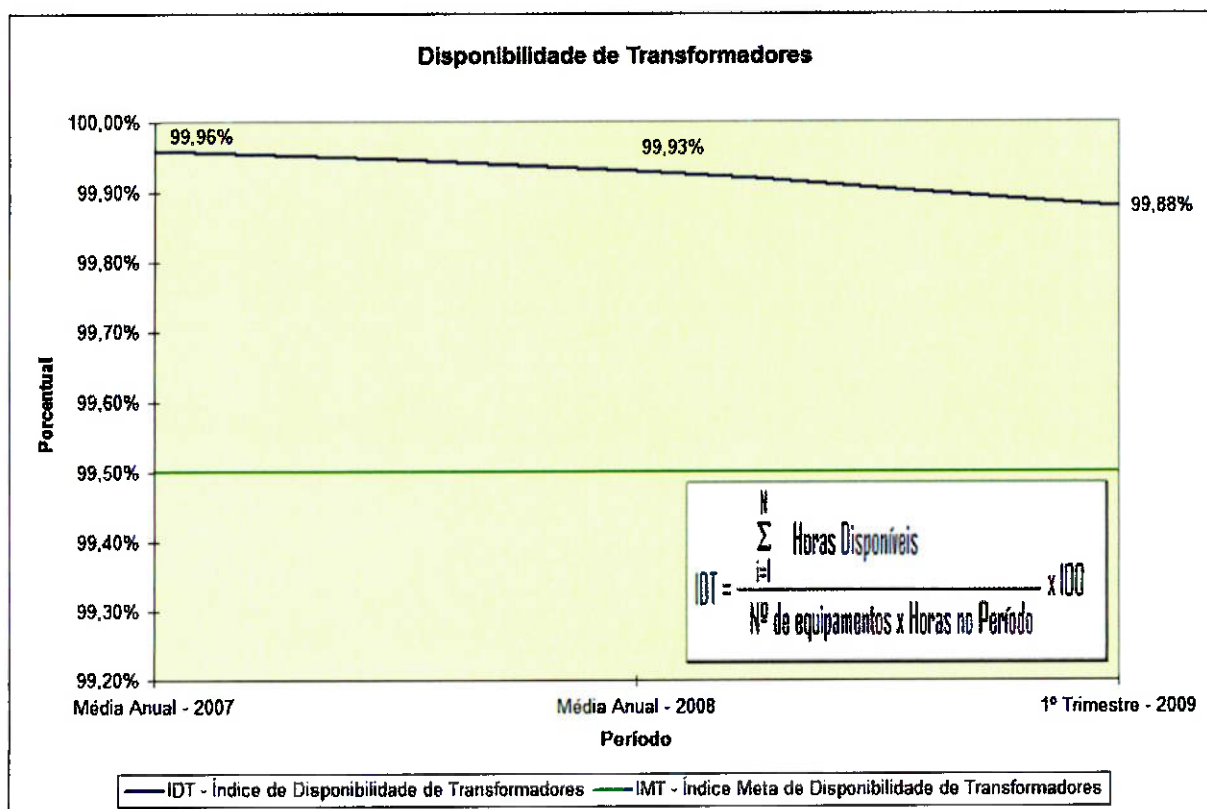


Figura 23 – Disponibilidade de Transformadores – Média anual

Os gráficos acima evidenciam que a boa prática de manutenção mantida antes e após a incidência da Parcela Variável e os constantes investimentos em manutenção e modernização dos equipamentos das subestações, tem garantido a CEBRATEL excelentes níveis de disponibilidade e confiabilidade de seus equipamentos.

4.2 PERDAS DE RECEITA DECORRENTES DA APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL E COMPROMETIMENTO DO PAGAMENTO BASE.

Para o levantamento das perdas de receita decorrentes da aplicação da parcela variável e do comprometimento do valor do pagamento base (PB), foram colhidas informações de ocorrências de desligamentos programados (DP) e outros desligamentos (OD), do período de Julho de 2008 até Abril de 2009, constituindo para o estudo um bom universo de valores.

Para algumas ocorrências, notar que não houve desconto da parcela variável em razão do equipamento encontrar-se em sob franquia (ver item 3.3.3.1), tanto para desligamentos programados (DP), quanto para outros desligamentos (OD).

As tabelas a seguir exibem os dados dos desligamentos de Linhas de Transmissão, Transformadores, Reatores, Compensadores Síncronos e Módulo Geral (Desligamento de equipamento que compõe a FT MG, que cause indisponibilidade de FT vinculadas à mesma subestação), sendo considerados no estudo apenas os descontos totais nos meses vigentes.

Tabela - 2: Apuração PV no mês de Julho de 2008

JULHO / 2008

Desligamentos	Saída		PV APURADA
	DP	OD	
LT 230kV	1		0,00
LT 230kV	1		0,00
LT 230kV		1	0,00
LT 230kV	1		0,00
LT 230kV	1		0,00
LT 230kV	1		0,00
LT 345kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV		1	3.167,84
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		4.942,45
TR 230kV		1	0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV		1	0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV		1	91.158,10
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV		1	0,00
TR 500kV		1	0,00
TR 500kV		1	0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
RE-500kV		1	0,00
TOTAL	18	9	99.268,38

Outros Desligamentos	
Manutenção	Outros Fatores
4	5

Cálculo da PV por classe de equipamento			
	PV - DP	PV - OD	TOTAL
LT	0	0,00	0,00
TR	4.942,45	94.325,93	99.268,38
REATOR	0	0	0,00
CS	0	0	0,00
MG	0	0	0
TOTAL	4942,4526	94.325,93	R\$ 99.268,38

PV MANUTENÇÃO	3.167,84
PV OUTROS FATORES	91.158,10

	VALOR DE PV	(%) PV
PV - LT	0,00	0,00%
PV - TR	99.268,38	100,00%
PV - RE	0,00	0,00%
PV - CS	0,00	0,00%
MG	0,00	0,00%
TOTAL	99.268,38	100,00%

Pagamento Base - PB	R\$ 96.734.721,15
---------------------	--------------------------

Porcentual apurado PV/PB	Porcentual apurado PV/PB - Manutenção
0,10%	0,003%

MG - MÓDULO GERAL
 PB - PAGAMENTO BASE
 RE - REATOR
 LT - Linha de Transmissão
 TR - Transformador
 CS - Compensador Síncrono
 DP - Desligamento Programado
 OD - Outros desligamentos (Forçados)

Tabela - 3: Apuração da PV no mês de Agosto de 2008

AGOSTO / 2008

Desligamentos	Saída		PV APURADA
	DP	OD	
LT 230kV	1		0,00
LT 230kV		1	1.054,65
LT 345kV	1		0,00
LT 345kV	1		0,00
LT 345kV		1	16.025,68
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV	1		0,00
MG 345 Kv		1	183,31
LT 500kV		1	2.997,25
LT 500kV	1		0,00
REATOR 500kV	1		0,00
REATOR 500kV	1		0,00
REATOR 500kV	1		0,00
REATOR 500kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV		1	0,00
TR 230kV	1		9.491,06
TR 230kV		1	2.486,70
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV		1	0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV		1	0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TOTAL	24	8	32.238,64

Outros Desligamentos	
Manutenção	Outros Fatores
3	5

Cálculo da PV por classe de equipamento			
	PV - DP	PV - OD	TOTAL
LT	0	20.077,57	20.077,57
TR	9.491,06	2.486,70	11.977,76
REATOR	0	0	0,00
CS	0	0	0,00
MG	0	183,31	183,309
TOTAL	9.491,06	22.747,59	R\$ 32.238,64

OD - PV MANUTENÇÃO	5.483,95
OD - PV OUTROS FATORES	17.263,64

	VALOR DE PV	(%) PV
PV - LT	20.077,57	62,28%
PV - TR	11.977,76	37,15%
PV - RE	0,00	0,00%
PV - CS	0,00	0,00%
MG	183,309	0,57%
TOTAL	32.238,64	100,00%

Pagamento Base - PB	R\$ 96.734.721,15
---------------------	--------------------------

Porcentual apurado PV/PB	Porcentual apurado PV/PB - Manutenção
0,03%	0,0057%

MG - MÓDULO GERAL
 PB - PAGAMENTO BASE
 RE - REATOR
 LT - Linha de Transmissão
 TR - Transformador
 CS - Compensador Síncrono
 DP - Desligamento Programado
 OD - Outros desligamentos (Forçados)

Tabela - 4: Apuração da PV no mês de Setembro de 2008

SETEMBRO / 2008

Desligamentos	Saída		PV APURADA
	DP	OD	
LT 230kV	1		0,00
LT 500kV		1	0,00
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV		1	0,00
LT 550kV	1		0,00
MG 230kV		1	739,00
REATOR 345kV		1	32.746,08
REATOR 500kV	1		0,00
REATOR 500kV	1		0,00
REATOR 500kV	1		0,00
REATOR 500kV		1	36.591,10
TR 230kV		1	0,00
TR 230kV		1	0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV		1	0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV		1	0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV		1	51.373,45
TR 500kV		1	38.149,45
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV	1	1	0,00
TR 500kV		1	0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV		1	0,00
TR 500kV		1	0,00
TOTAL	16	16	159.599,07

Cálculo da PV por classe de equipamento			
	PV - DP	PV - OD	TOTAL
LT	0	0,00	0,00
TR	0,00	89.522,90	89.522,90
REATOR	0	69.337,18	69.337,18
CS	0	0	0,00
MG	0	739,00	738,9954
TOTAL	0	159.599,07	R\$ 159.599,07

OD - PV MANUTENÇÃO	107.486,63
OD - PV OUTROS FATORES	52.112,44

	VALOR DE PV	(%) PV
PV - LT	0,00	0,00%
PV - TR	89.522,90	56,09%
PV - RE	69.337,18	43,44%
PV - CS	0,00	0,00%
MG	738,9954	0,46%
TOTAL	159.599,07	100,00%

Pagamento Base - PB	R\$ 96.734.721,15
---------------------	--------------------------

Porcentual apurado PV/PB	Porcentual apurado PV/PB - Manutenção
0,16%	0,11%

MG - MÓDULO GERAL
 PB - PAGAMENTO BASE
 RE - REATOR
 LT - Linha de Transmissão
 TR - Transformador
 CS - Compensador Síncrono
 DP - Desligamento Programado
 OD - Outros desligamentos (Forçados)

Outros Desligamentos	
Manutenção	Outros Fatores
3	13

Tabela - 5: Apuração da PV no mês de Outubro de 2008

OUTUBRO / 2008

Desligamentos	Saída		PV APURADA
	DP	OD	
LT 230kV	1		0,00
LT 230kV	1		187.215,92
LT 230kV	1		173.867,48
LT 345kV		1	36.450,62
LT 345kV	1		0,00
LT 345kV	1		0,00
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV	1		0,00
REATOR 345kV	1		0,00
REATOR 500kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV		1	0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TOTAL			397.534,02

Cálculo da PV por classe de equipamento			
	PV - DP	PV - OD	TOTAL
LT	361.083,40	36.450,62	397.534,02
TR	0,00	0,00	0,00
REATOR	0	0,00	0,00
CS	0	0	0,00
MG	0	0,00	0
TOTAL	361.083,40	36.450,62	R\$ 397.534,02

OD - PV MANUTENÇÃO	0,00
OD - PV OUTROS FATORES	36.450,62

	VALOR DE PV	(%) PV
PV - LT	397.534,02	100,00%
PV - TR	0,00	0,00%
PV - RE	0,00	0,00%
PV - CS	0,00	0,00%
MG	0	0,00%
TOTAL	397.534,02	100,00%

Pagamento Base - PB	R\$ 97.909.557,24
---------------------	--------------------------

Porcentual apurado PV/PB	Porcentual apurado PV/PB - Manutenção
0,41%	0,00%

MG - MÓDULO GERAL
 PB - PAGAMENTO BASE
 RE - REATOR
 LT - Linha de Transmissão
 TR - Transformador
 CS - Compensador Síncrono
 DP - Desligamento Programado
 OD - Outros desligamentos (Forçados)

Outros Desligamentos	
Manutenção	Outros Fatores
1	1

Tabela - 6: Apuração da PV no mês de Novembro de 2008

NOVEMBRO / 2008

Desligamentos	Saida		PV APURADA
	DP	OD	
LT 230kV	1		0,00
LT 230kV	1		0,00
LT 345kV	1		0,00
LT 345kV	1		0,00
LT 345kV	1		0,00
LT 345kV		1	16.840,68
LT 345kV	1		0,00
LT 345kV		1	0,00
LT 500kV		1	0,00
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV		1	0,00
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV		1	0,00
LT 500kV		1	0,00
LT 500kV		1	27.463,93
REATOR 500kV	1		0,00
REATOR 500kV	1		0,00
REATOR 500kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV		1	9.612,11
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV		1	67.005,33
TR 345kV		1	0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TOTAL	23	11	120.922,05

Cálculo da PV por classe de equipamento			
	PV - DP	PV - OD	TOTAL
LT	0,00	44.304,61	44.304,61
TR	0,00	76.617,44	76.617,44
REATOR	0	0,00	0,00
CS	0	0	0,00
MG	0	0,00	0
TOTAL	0	120.922,05	R\$ 120.922,05

OD - PV MANUTENÇÃO	26.452,79
OD - PV OUTROS FATORES	94.469,26

	VALOR DE PV	(%) PV
PV - LT	44.304,61	36,64%
PV - TR	76.617,44	63,36%
PV - RE	0,00	0,00%
PV - CS	0,00	0,00%
MG	0	0,00%
TOTAL	120.922,05	100,00%

Pagamento Base - PB	R\$ 98.082.456,55
---------------------	--------------------------

Porcentual apurado PV/PB	Porcentual apurado PV/PB - Manutenção
0,12%	0,027%

MG - MÓDULO GERAL
 PB - PAGAMENTO BASE
 RE - REATOR
 LT - Linha de Transmissão
 TR - Transformador
 CS - Compensador Síncrono
 DP - Desligamento Programado
 OD - Outros desligamentos (Forçados)

Outros Desligamentos	
Manutenção	Outros Fatores
4	7

Tabela - 7: Apuração da PV no mês de Dezembro de 2008

DEZEMBRO / 2008

Desligamentos	Saída		PV APURADA
	DP	OD	
LT 230kV	1		0,00
LT 230kV	1		0,00
LT 230kV	1		0,00
LT 230kV		1	0,00
LT 230kV		1	0,00
LT 345kV	1		0,00
LT 345kV	1		0,00
LT 345kV	1		0,00
LT 345kV	1		0,00
LT 345kV	1		0,00
LT 345kV	1		0,00
LT 345kV	1		38.009,70
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV	1		0,00
REATOR 500kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV		1	0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV		1	0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV		1	0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV		1	0,00
TOTAL	31	6	38.009,70

Cálculo da PV por classe de equipamento			
	PV - DP	PV - OD	TOTAL
LT	38.009,70	0,00	38.009,70
TR	0,00	0,00	0,00
REATOR	0	0,00	0,00
CS	0	0	0,00
MG	0	0,00	0
TOTAL	38009,6997	0,00	R\$ 38.009,70

OD - PV MANUTENÇÃO	0,00
OD - PV OUTROS FATORES	0,00

	VALOR DE PV	(%) PV
PV - LT	38.009,70	100,00%
PV - TR	0,00	0,00%
PV - RE	0,00	0,00%
PV - CS	0,00	0,00%
MG	0	0,00%
TOTAL	38.009,70	100,00%

Pagamento Base - PB	R\$ 98.082.456,55
---------------------	--------------------------

Porcentual apurado PV/PB	Porcentual apurado PV/PB - Manutenção
0,04%	0,00%

MG - MÓDULO GERAL
 PB - PAGAMENTO BASE
 RE - REATOR
 LT - Linha de Transmissão
 TR - Transformador
 CS - Compensador Síncrono
 DP - Desligamento Programado
 OD - Outros desligamentos (Forçados)

Outros Desligamentos	
Manutenção	Outros Fatores
0	6

Tabela - 8: Apuração da PV no mês de Janeiro de 2009

JANEIRO / 2009

Desligamentos	Saída		PV APURADA
	DP	OD	
LT 230kV	1		0,00
LT 230kV		1	0,00
LT 230kV		1	116.236,04
LT 230kV		1	0,00
LT 230kV		1	0,00
LT 230kV		1	0,00
LT 230kV	1		0,00
LT 345kV		1	77.483,45
LT 345kV	1		0,00
LT 345kV	1		0,00
LT 500kV		1	55.693,35
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV	1		0,00
LT 550kV		1	1.342,31
REATOR 500kV	1		0,00
REATOR 500kV		1	0,00
REATOR 500kV		1	0,00
REATOR 500kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV		1	0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV		1	0,00
TR 500kV	1		0,00
TOTAL	17	12	250.755,14

Outros Desligamentos	
Manutenção	Outros Fatores
4	8

Cálculo da PV por classe de equipamento			
	PV - DP	PV - OD	TOTAL
LT	0,00	250.755,14	250.755,14
TR	0,00	0,00	0,00
REATOR	0	0,00	0,00
CS	0	0	0,00
MG	0	0,00	0
TOTAL	0	250.755,14	R\$ 250.755,14

OD - PV MANUTENÇÃO	116.236,04
OD - PV OUTROS FATORES	134.519,10

	VALOR DE PV	(%) PV
PV - LT	250.755,14	100,00%
PV - TR	0,00	0,00%
PV - RE	0,00	0,00%
PV - CS	0,00	0,00%
MG	0	0,00%
TOTAL	250.755,14	100,00%

Pagamento Base - PB	R\$ 98.244.782,68
---------------------	--------------------------

Porcentual apurado PV/PB	Porcentual apurado PV/PB - Manutenção
0,26%	0,12%

MG - MÓDULO GERAL
 PB - PAGAMENTO BASE
 RE - REATOR
 LT - Linha de Transmissão
 TR - Transformador
 CS - Compensador Síncrono
 DP - Desligamento Programado
 OD - Outros desligamentos (Forçados)

Tabela - 9: Apuração da PV no mês de Fevereiro de 2009

FEVEREIRO / 2009

Desligamentos	Saída		PV APURADA
	DP	OD	
CS-500kV	1		0,00
LT 230kV	1		0,00
LT 230kV	1		0,00
LT 230kV	1		0,00
LT 345kV	1		0,00
LT 345kV	1		0,00
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV	1		49.469,91
LT 500kV	1		0,00
LT 550kV		1	0,00
REATOR 500kV	1		512,13
REATOR 500kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV		1	0,00
TR 230kV		1	31.144,20
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV		1	0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 500kV		1	0,00
TR 500kV		1	0,00
TR 500kV		1	0,00
TOTAL	23	7	81.126,25

Cálculo da PV por classe de equipamento			
	PV - DP	PV - OD	TOTAL
LT	49.469,91	0,00	49.469,91
TR	0,00	31.144,20	31.144,20
REATOR	512,13	0,00	512,13
CS	0	0	0,00
MG	0	0,00	0
TOTAL	49.982,05	31.144,20	R\$ 81.126,25

OD - PV MANUTENÇÃO	0,00
OD - PV OUTROS FATORES	31.144,20

	VALOR DE	(%) PV
PV - LT	49.469,91	60,98%
PV - TR	31.144,20	38,39%
PV - RE	512,13	0,63%
PV - CS	0,00	0,00%
MG	0	0,00%
TOTAL	81.126,25	100,00%

Pagamento Base - PB	R\$ 98.450.711,81
---------------------	--------------------------

Porcentual apurado PV/PB	Porcentual apurado PV/PB - Manutenção
0,08%	0,00%

MG - MÓDULO GERAL
 PB - PAGAMENTO BASE
 RE - REATOR
 LT - Linha de Transmissão
 TR - Transformador
 CS - Compensador Síncrono
 DP - Desligamento Programado
 OD - Outros desligamentos (Forçados)

Outros Desligamentos	
Manutenção	Outros Fatores
4	3

Tabela - 10: Apuração da PV no mês de Março de 2009

MARÇO / 2009

Desligamentos	Saída		PV APURADA
	DP	OD	
LT 230kV		1	0,00
LT 230kV	1		0,00
LT 230kV	1		0,00
LT 230kV	1		0,00
LT 230kV		1	0,00
LT 345kV	1		0,00
LT 345kV	1		0,00
LT 345kV	1		0,00
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV	1		0,00
LT 500kV	1		0,00
LT 550kV	1		0,00
REATOR 500kV	1		81.226,80
REATOR 500kV		1	14.014,73
REATOR 500kV		1	0,00
REATOR 500kV		1	0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 230kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV	1		0,00
TR 345kV		1	0,00
TR 345kV		1	114.828,66
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TR 500kV	1		0,00
TOTAL	21	7	210.070,19

Cálculo da PV por classe de equipamento			
	PV - DP	PV - OD	TOTAL
LT	0,00	0,00	0,00
TR	0,00	114.828,66	114.828,66
REATOR	81.226,80	14.014,73	95.241,53
CS	0	0	0,00
MG	0	0,00	0
TOTAL	81.226,80	128.843,39	R\$ 210.070,19

OD - PV MANUTENÇÃO	114.828,66
OD - PV OUTROS FATORES	14.014,73

	VALOR DE	(%) PV
PV - LT	0,00	0,00%
PV - TR	114.828,66	54,66%
PV - RE	95.241,53	45,34%
PV - CS	0,00	0,00%
MG	0	0,00%
TOTAL	210.070,19	100,00%

Pagamento Base - PB	R\$ 98.450.711,81
---------------------	--------------------------

Porcentual apurado PV/PB	Porcentual apurado PV/PB - Manutenção
0,21%	0,12%

MG - MÓDULO GERAL
 PB - PAGAMENTO BASE
 RE - REATOR
 LT - Linha de Transmissão
 TR - Transformador
 CS - Compensador Síncrono
 DP - Desligamento Programado
 OD - Outros desligamentos (Forçados)

Outros Desligamentos	
Manutenção	Outros Fatores
1	6

Tabela 12 - Resumo da Apuração da PV de JUL/08 a ABR/09

	jul/08	ago/08	set/08	out/08	nov/08	dez/08	jan/09	fev/09	mar/09	abr/09	TOTAL
LT	0,00	20.077,57	0,00	397.534,02	44.304,61	38.009,70	250.755,14	49.469,91	0	2.075,83	802.226,78
TR	99.268,38	11.977,76	89.522,90	0,00	76.617,44	0,00	0,00	31.144,20	114.828,66	9.812,66	433.172,00
RE	0,00	0,00	69.337,18	0,00	0,00	0,00	0,00	512,13	95.241,53	967,78	166.058,62
CS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MG	0,00	183.309	738.9954	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,71	937,01
TOTAL	99.268,38	32.238,64	159.599,07	397.534,02	120.922,05	38.009,70	250.755,14	81.126,25	210.070,19	12.870,98	1.402.394,42

0	jul/08	ago/08	set/08	out/08	nov/08	dez/08	jan/09	fev/09	mar/09	abr/09	MÉDIA
PV / PB	0,10%	0,03%	0,16%	0,41%	0,12%	0,04%	0,26%	0,08%	0,21%	0,01%	0,143%
MÉDIA	0,14%	0,14%	0,14%	0,14%	0,14%	0,14%	0,14%	0,14%	0,14%	0,14%	
PVIPB Manut	0,0%	0,0%	0,11%	0,0%	0,03%	0,0%	0,12%	0,0%	0,12%	0,0%	
PV - DP	4.942,45	9.491,06	0,00	361.063,40	0,00	38.009,70	0,00	49.982,05	81.226,80	10.780,44	555.515,90

PV - OD	94.325,93	22.747,59	159.599,07	36.450,62	120.922,05	0,00	250.755,14	31.144,20	128.843,39	2.090,54	846.878,52
---------	-----------	-----------	------------	-----------	------------	------	------------	-----------	------------	----------	------------

QTDE DP	jul/08	ago/08	set/08	out/08	nov/08	dez/08	jan/09	fev/09	mar/09	abr/09	TOTAL
QTDE OD	18	24	16	21	23	31	17	23	21	24	218
	9	8	16	2	11	6	12	7	7	5	83

	PV	%	% ACUM
LT	802.226,78	57,20%	57,20%
TR	433.172,00	30,89%	88,09%
RE	166.058,62	11,84%	99,93%
MG	937,01	0,07%	100,00%
CS	0,00	0,00%	100,00%
TOTAL	1.402.394,42		

	PV	%	% ACUM
PV - OD	846.878,52	60,4%	60,4%
PV - DP	555.515,90	39,6%	100,0%
TOTAL	1.402.394,42		

Pagamento Base total no período	R\$ 977.875.551,90
Desconto total de PV no período	R\$ 1.402.394,42
Impacto no Pagamento Base da Empresa	0,14%

OUTROS DESLIGAMENTOS - PV MANUTENÇÃO

	jul/08	ago/08	set/08	out/08	nov/08	dez/08	jan/09	fev/09	mar/09	abr/09	TOTAL
Outros fatores	5	5	13	1	7	6	8	3	6	5	59
Manutenção	4	3	3	1	4	0	4	4	1	0	24
PVIPB Manut	0,003%	0,0057%	0,1100%	0,0000%	0,0270%	0,0000%	0,1200%	0,0000%	0,1200%	0,0020%	83

4.3 RESULTADOS OBTIDOS

Com base nos dados constantes das tabelas apresentadas, foi possível verificar alguns pontos importantes, como o percentual comprometido do pagamento base (PB) no período estudado, percentual dos equipamentos que mais contribuíram para o valor de PV total apurado e percentual de desligamentos programados (DP) e outros desligamentos (OD), conforme a seguir:

- 57,25% dos descontos de Parcela Variável apurados no período estudado foram em decorrência de desligamentos ocorridos em Linhas de Transmissão;
- 30,83% foram em decorrência de desligamentos ocorridos em transformadores e;
- 11,85% em decorrência de desligamentos em reatores. (ver figura 24).

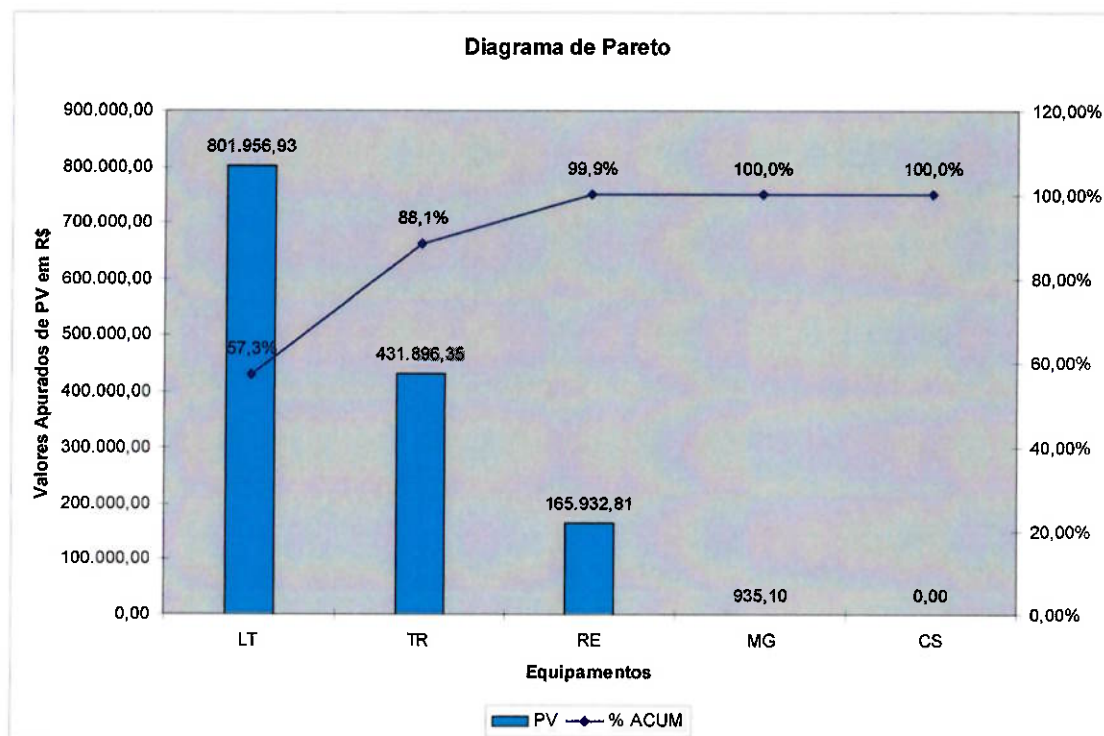


Figura 24 – Diagrama de Pareto: Percentual de Desligamentos por Equipamentos

Como se pode observar no gráfico acima, os desligamentos ocorridos nas linhas de transmissão foram os principais oneradores da aplicação da parcela variável entre os ativos da transmissão. Embora o valor de R\$ 801.956,93 seja desprezível (0,07%) quando comparado com o valor do Pagamento Base (PB) no período de 10 meses (jul/08 a abr/09), é importante ressaltar que este valor se “economizado” também poderia ser utilizado para aquisição de relés de proteção, disjuntores, transformadores de corrente, medidores, entre outros equipamentos, necessários para modernização e melhoria das instalações das transmissoras.

Importante destacar os períodos entre os meses de out/08 e nov/08 e jan/09, quando ocorreram os maiores impactos pela aplicação da parcela variável. (Ver figura 25).

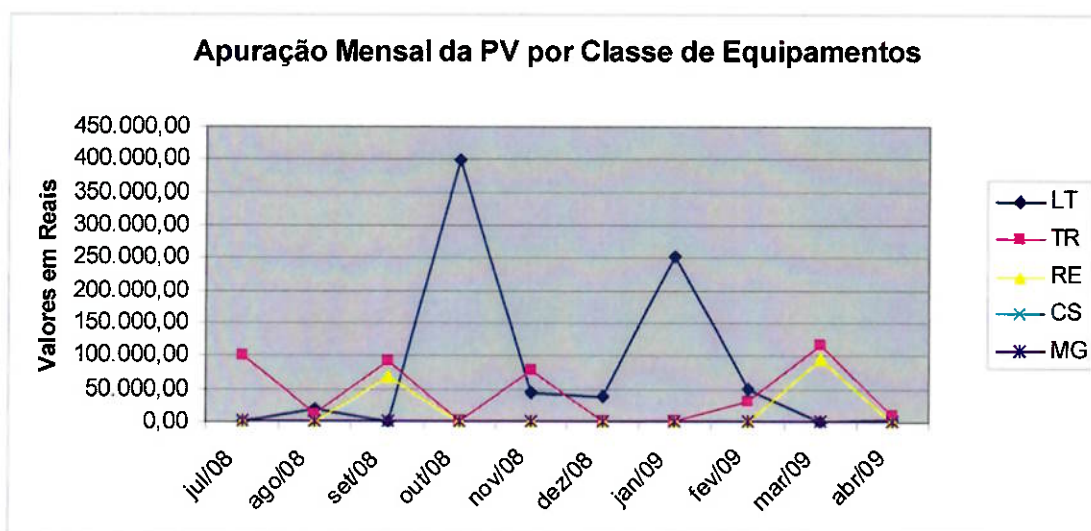


Figura 25 - Apuração Mensal da PV por Classe de Equipamentos

Outro fator importante observado foi o percentual das saídas caracterizadas como outros desligamentos (OD). Obviamente por ser penalizado em 150 vezes (Fator Ko), é o causador das maiores penalizações.

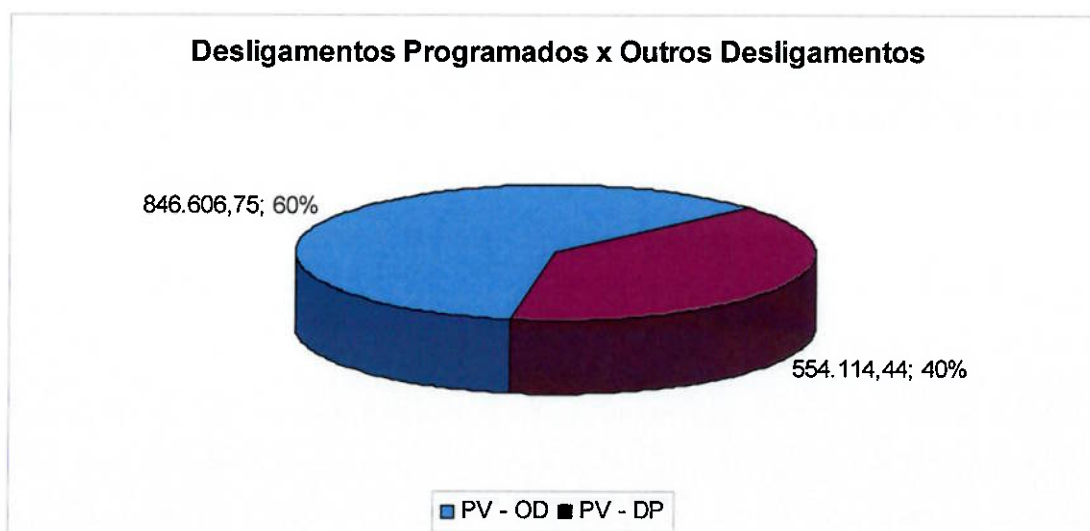


Figura 26 – Gráfico Desligamentos Programados e Outros Desligamentos apurados em Reais

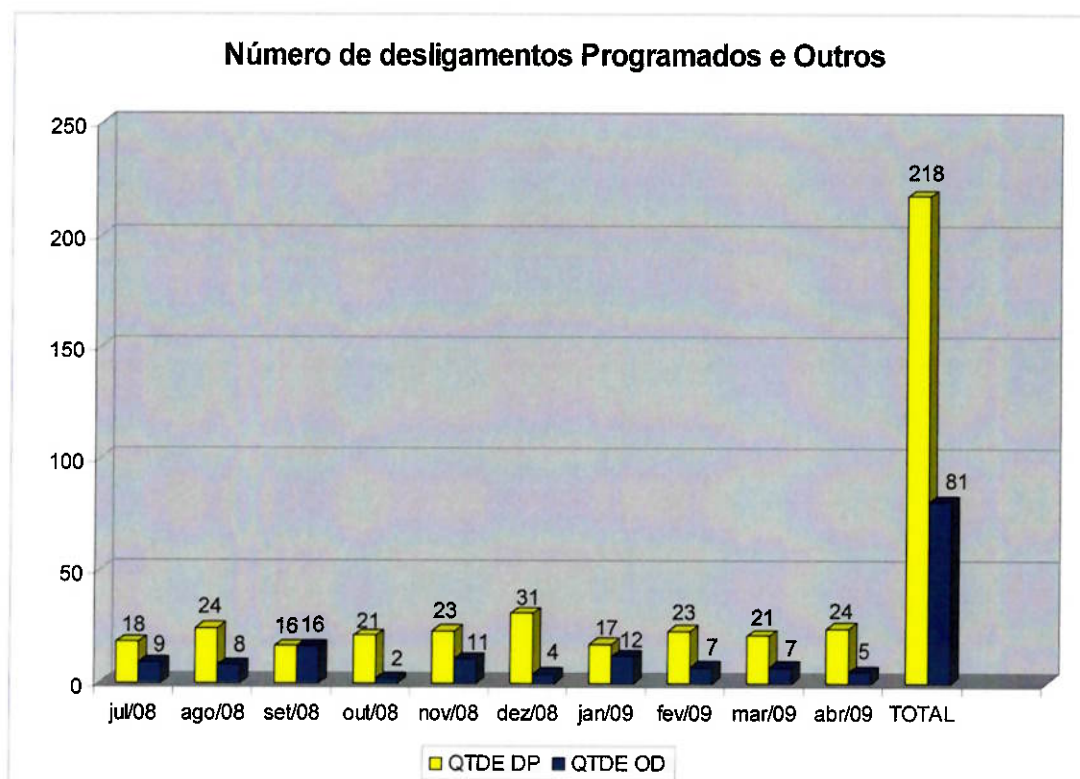


Figura 27 – Gráfico dos números de Desligamentos Programados x Outros Desligamentos

O gráfico exibido abaixo (figura 28) mostra o percentual comprometido do Pagamento Base (PB), evidenciando que nos meses de outubro/08 e janeiro/09 ocorreram fatos que contribuíram para o aumento significativo do desconto pela Parcela Variável.

Numa primeira estratificação foi possível verificar que o fator que mais influenciou este aumento da PV no período, foi “Outros Desligamentos” ocasionados nas linhas de transmissão.

Nos meses de set/08 e Mar/09 o aumento da PV foi provocado por “Outros Desligamentos” ocorridos em Transformadores e Reatores.

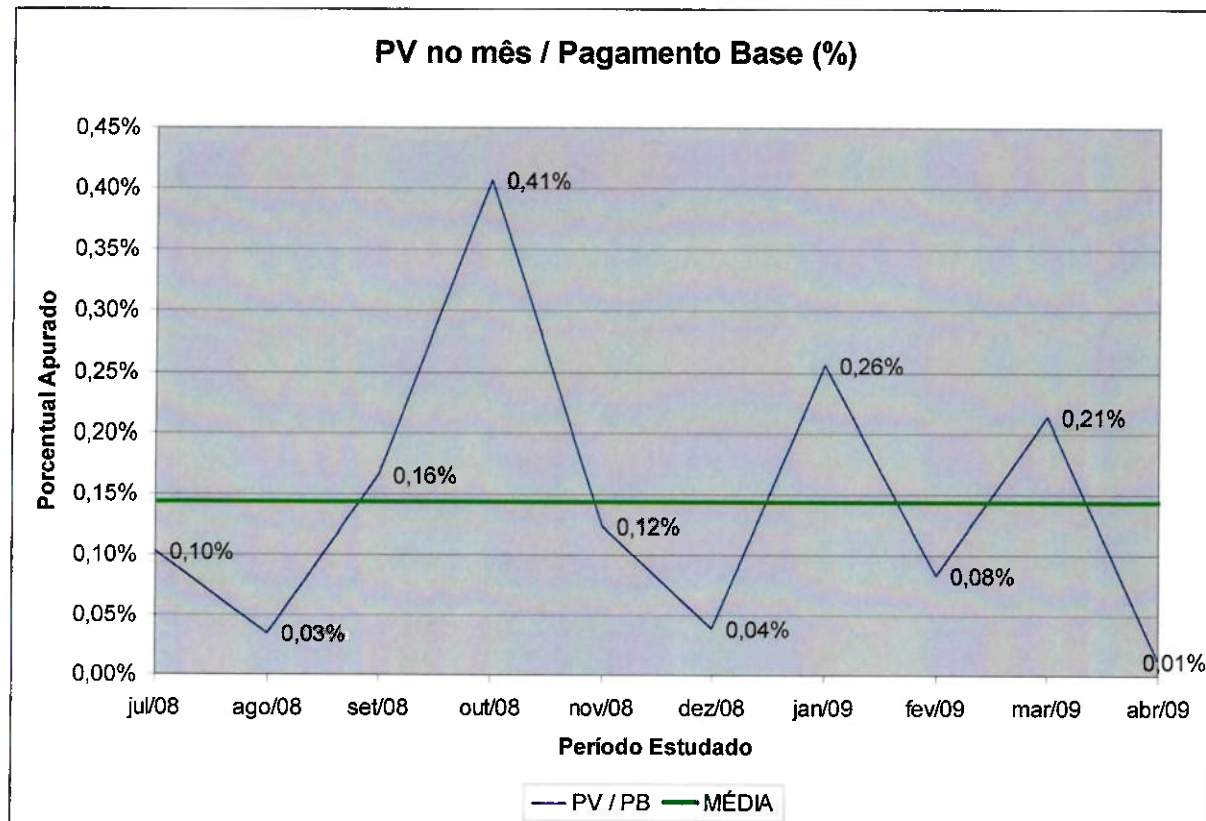


Figura 28 – PV apurada no mês / Pagamento Base (%)

Utilizando os casos em que as saídas forçadas foram provocadas apenas por falhas de manutenção, é possível observar que de todo universo de outros desligamentos, apenas 29% tiveram origem em falhas de manutenção, enquanto que 71% foram provocados por outros fatores, conforme mostrado na Fig. 29.

Comparando a (figura 28) com a (figura 30), pode-se observar que os outros desligamentos provocados apenas por falhas na manutenção são muito menores, ficando inclusive abaixo da média do comprometimento do pagamento base,

observado no período, evidenciando o bom desempenho da manutenção e a baixa indisponibilidade dos equipamentos provocada por falhas de manutenção.



Figura 29 – Número de desligamentos provocados por falhas de manutenção e outros fatores.

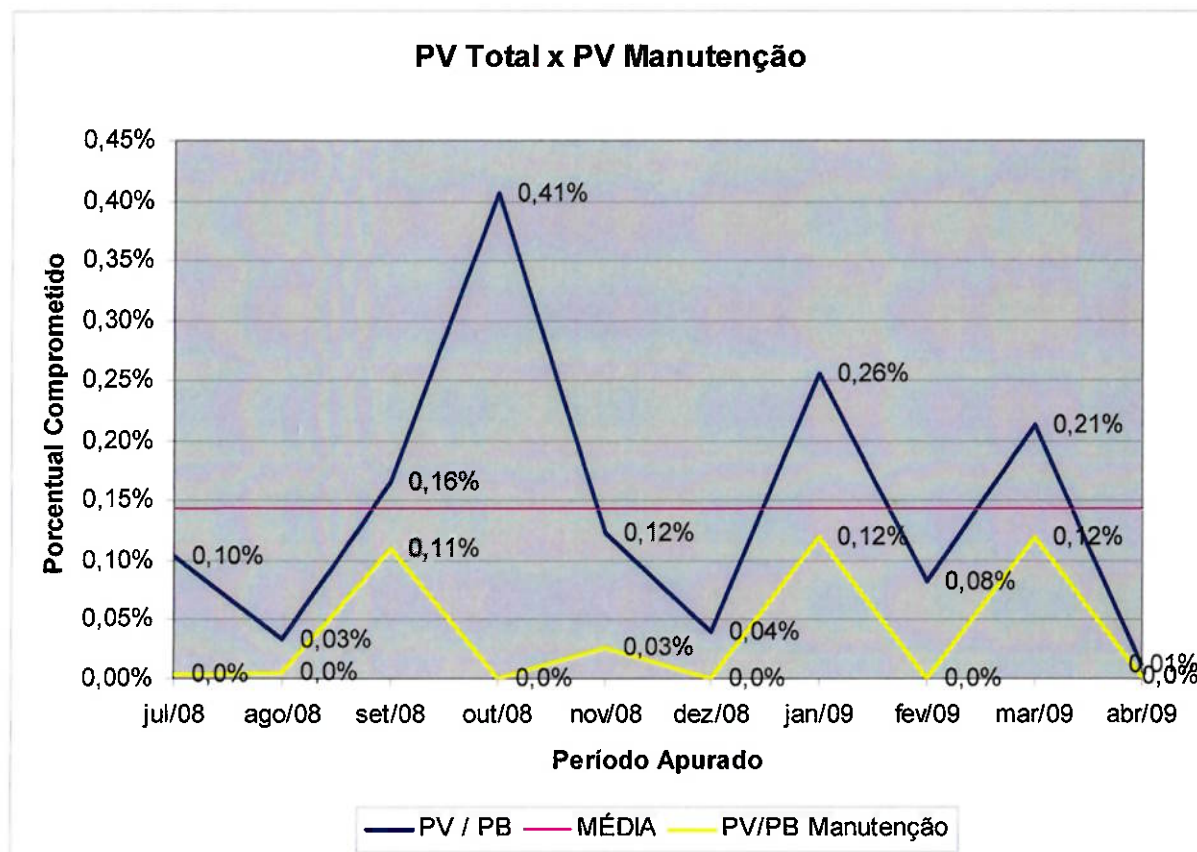


Figura 30 – Comparação do comprometimento da PV Total x PV de Manutenção

4.4 COMPARAÇÕES E CONCLUSÕES.

Tendo em vista que a CEBRATEL praticamente manteve seus índices de disponibilidade estáveis e acima da meta estipulada, antes e após a incidência da parcela variável, fica difícil mensurar os ganhos obtidos com as mudanças e melhorias implantadas nos processos de operação e manutenção da empresa durante o período estudado. Entretanto um fator que é possível assumir como ganho é o baixo índice porcentual do comprometimento do Pagamento Base (PB), observado durante o estudo.

Este índice quando comparado com outras empresas do setor, colocam a CEBRATEL como uma das empresas que possuem o menor índice de comprometimento do Pagamento Base (PB), reforçando que as ações de melhorias dos processos de operação e manutenção adotadas mesmo antes da Resolução 270 e as ações de modernização e ampliação das instalações favoreceram a CEBRATEL a se destacar como empresa sólida e competitiva no mercado.

Importante destacar também que as indisponibilidades provocadas por falhas na manutenção representaram apenas 29% dos Outros Desligamentos, enquanto que as indisponibilidades provocadas por outros fatores atingiram 71%.

CAPÍTULO 5 - CONCLUSÃO

Com este trabalho foi possível perceber a importância e a efetividade das estratégias de operação e manutenção da empresa, para assegurar um excelente nível de disponibilidade dos equipamentos e também um excelente baixo índice de comprometimento do Pagamento Base (PB), observados até o momento.

Parte deste sucesso deve-se as melhores práticas de manutenção utilizadas na empresa para execução de serviços nas áreas de subestações e linhas de transmissão, além dos grandes investimentos realizados tanto na aquisição de equipamentos modernos com tecnologia de última geração, como nos investimentos realizados em ampliação e reforços de todo o seu sistema.

Outro fator observado de fundamental importância para o sucesso da implantação de melhorias e novas atitudes em razão da mudança no cenário antes e pós PV, foi o envolvimento dos profissionais de operação e manutenção, que não tem medido esforços para se adequar à nova realidade do setor elétrico com foco na redução dos impactos da parcela variável na receita da empresa.

5.1 SUGESTÃO PARA SEQUÊNCIA DO TRABALHO

Com base nos resultados obtidos no trabalho fica evidente a necessidade de concentrar os esforços das empresas para reduzir a incidência da parcela variável, preferencialmente nos equipamentos de linhas de transmissão e seus agregados, identificando suas falhas principais e modo de falhas.

Buscar também alternativas, não somente técnicas, mas também do ponto de vista da Gestão da Manutenção, através dos diversos recursos e ferramentas disponíveis, como: Aplicação de Manutenção Autônoma, TPM, etc. Além de integrar os conhecimentos e aplicações da área de Logística e Suprimentos, visando proporcionar ganhos como redução do tempo de transporte de equipamentos, consulta e disponibilização dos equipamentos em estoque mais próximos da localidade atingida, etc.

Obviamente considerando que atualmente os gastos com PV ainda são relativamente “baixos”, deverá ser efetuado uma avaliação criteriosa de custos x benefícios para implantação de novas ferramentas de gestão de manutenção.

CAPITULO 6 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABINEE. **Localização de faltas por ondas viajantes**. Disponível em: <www.tec.abinee.org.br>. Acesso em: 01 mai. 2009.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N.270 de 26 de Junho de 2007**.

BRITTES, J.L.P; RIBEIRO, J.E. **Desempenho de Linhas de Transmissão que Utilizam Pára-Raios de ZnO**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/Citenel2001/trabalhos%5C04.pdf>>. Acesso em 05 mai. 2009.

CEPEL. **Foto de um Centro de Operação de Sistema**. Disponível em: <www.cepel.br>. Acesso em 20 abr. 2009

CTEEP. **Como a energia chega a sua casa**. Disponível em: <www.cteep.com.br/port/institucional/negocio/energia.asp>. Acesso em 05 mai. 2009.

COOESA – COOPERATIVA DE TRABALHO DE ENGENHEIROS, ARQUITETOS E TÉCNICOS ESPECIALIZADOS. **Manutenção Centrada em Confiabilidade**.

EFACEC Energy. **Foto de Manutenção em Banco de Capacitores**. Disponível em: <www.efacecenergy.com.br>. Acesso em 03 mai. 2009.

EFACEC Energy. **Foto de Manutenção em Transformadores**. Disponível em: <www.efacecenergy.com.br>. Acesso em 03 mai. 2009.

FLEMING, P. V.; FRANÇA, S. R. R. O. **Considerações sobre a implementação Conjunta de TPM e MCC na indústria de processos**. 1997. 12º Congresso Brasileiro de Manutenção.

FURNAS Centrais Elétricas S/A. **Foto de Manutenção em Disjuntores**. Disponível em: <www.furnas.com.br/hotsites/sistemapfurnas/>. Acesso em 02 abr. 2009.

MAMEDE F. J. **Manual de equipamentos elétricos**. 3ª edição. Rio de Janeiro – LTC, 2005.

McKINSEY & COMPANY. **Otimizando custos de Manutenção através de estratégias.** 1994.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Rotina Operacional. Programação de Intervenções, Nº. RO-EP.BR.01 Revisão 12.**

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Rotina Operacional. Apuração dos desligamentos, Restrições Operativas Temporárias, Cancelamentos e Períodos de Utilização de Equipamentos Reserva Remunerados em Instalações de Transmissão, Nº. RO-AO.BR.05 Revisão 4.**

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Execução do Programa Diário de Intervenções Consolidado, Nº. IO-PD.BR.01 Revisão 8.**

PINTO, A. K.; XAVIER, J. A. N. **Manutenção Função Estratégica.** 4ª edição. Rio de Janeiro. Qualitymark, 2001.

SIMCHI-LEVI, D.; KAMINSKY, P.; SIMCHI-LEVI, E. **Cadeia de Suprimentos Projeto e Gestão.** São Paulo. Artmed Editoras S.A, 2007.

SISRAIOS. **Um sistema interativo de análise e visualização de descargas atmosféricas.** Disponível em: <<http://www.criatividadecoletiva.ne>>. Acesso em 05 mai. 2009

SLACK, N.; CHAMBERS, S.; JOHNSTON, R. **Administração da Produção.** 2ª edição. São Paulo. Editora Atlas S.A., 2008.

TAKAGI, T. et. al. **“A New Algorithm of an accurate fault location for EHV/UHV Transmissions Lines. Part I – Fourier Transformation Method”.** IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, USA, 1981.

TAVARES, L. **Administração Moderna da Manutenção.** Rio de Janeiro. Novo Pólo Publicações.

XENOS, H. G. **Gerenciando a Manutenção Produtiva.** São Paulo. Nova Lima: INDG Tecnologia e Serviços LTDA, 2004.

WILLIAMS, J. H.; DAVIES, A.; DRAKE, P. R. **Condition-based maintenance and machine diagnostics.** 1ª edição. Great Britain: St Edmundsbury Press, 1994.

ANEXO 1

INCIDÊNCIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

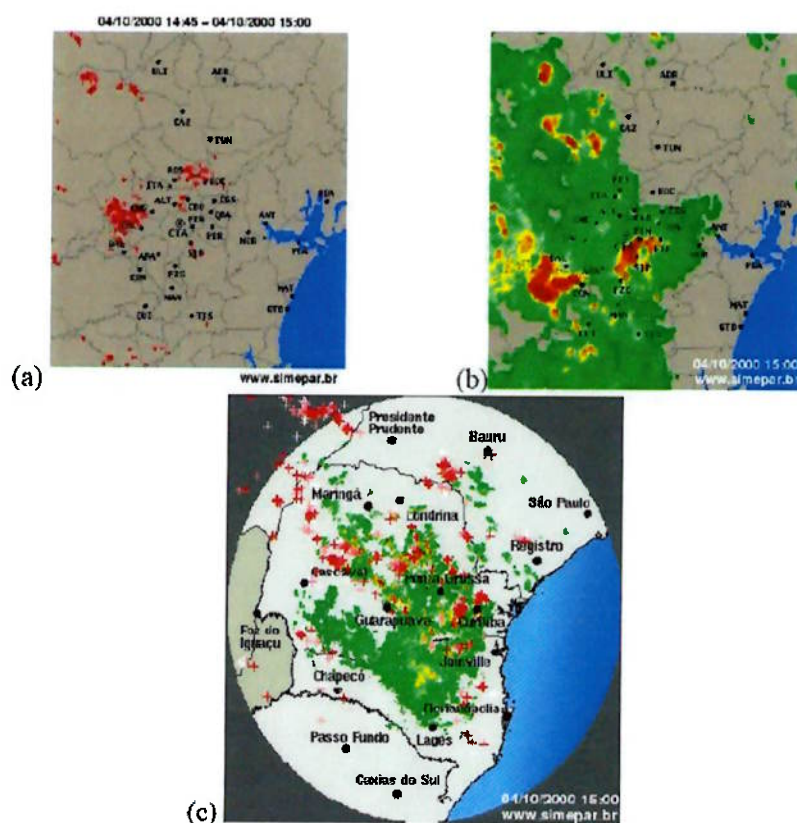


Figura 3 – (a) Informações de descargas atmosféricas na região metropolitana de Curitiba, Paraná, no dia 04/10/2000; (b) Imagem do radar meteorológico (mapa de refletividade a altura constante) referente à mesma data das informações de descarga; (c) Exemplo de integração das informações de descargas atmosféricas e de radar na área de cobertura do radar meteorológico.