

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
COORDENAÇÃO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO
CURSO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

EVERTON ORTIZ ROCHA

ANÁLISE DAS INSPEÇÕES DE TRÊS LINHAS DE TRANSMISSÃO
500kV_{ca}: UM ESTUDO DE CASO COM FOCO EM CUSTOS DE
MANUTENÇÃO E PERDA DE RECEITA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

MEDIANEIRA

2014

EVERTON ORTIZ ROCHA

ANÁLISE DAS INSPEÇÕES DE TRÊS LINHAS DE TRANSMISSÃO
500kV_{ca}: UM ESTUDO DE CASO COM FOCO EM CUSTOS DE MANU-
TENÇÃO E PERDA DE RECEITA

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Graduação, em Engenharia de Produção, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, Campus Medianeira, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Produção.

Orientador: Profº. Me. Evandro André Konopatzki
Co-orientador: Profº. Dr. José Airton Azevedo dos Santos

MEDIANEIRA

2014



Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Coordenação de Engenharia de Produção
Curso de Graduação em Engenharia de Produção



TERMO DE APROVAÇÃO

Análise das Inspeções de três linhas de transmissão 500kV_{ca}: Um estudo de caso com foco em custos de manutenção e perda de receita.

Por

EVERTON ORTIZ ROCHA

Este trabalho de conclusão de curso foi apresentado em 08h00min no dia 14 de Agosto de 2014 como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Produção, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Campus Medianeira. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Me. Evandro André Konopatzki
UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA
FEDERAL DO PARANÁ

Prof Dr. Almiro Weiss
UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA
FEDERAL DO PARANÁ

Prof Dr. José Airton Azevedo dos
Santos
UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FE-
DERAL DO PARANÁ

Prof Me. Neron Alípio Cortes
Berghauser
UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA
FEDERAL DO PARANÁ

Prof Dr. Carla Adriana Pizzarro
Schmitd
UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA
FEDERAL DO PARANÁ

Prof Dr. Hugo Andres Ruiz Flores
UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA
FEDERAL DO PARANÁ

*Bom mesmo é ir à luta com determinação,
abraçar a vida com paixão, perder com classe e vencer
com ousadia,
porque o mundo pertence a quem se atreve
e a vida é “muito” para ser insignificante.*

Augusto Branco

AGRADECIMENTOS

A Deus pelo dom da vida, pela fé e perseverança para vencer os obstáculos.

A minha família, pelo total apoio no decorrer de minha graduação, amor, carinho e compreensão.

Aos meus amigos que conquistei fora e dentro da Universidade, e que de uma maneira ou outra, puderam me ajudar nos momentos felizes ou tristes.

O meu orientador professor Me. Evandro André Konopatzki pelas orientações ao longo do desenvolvimento da pesquisa.

Aos meus professores, Me. Evandro André Konopatzki e Dr. José Airtton dos Santos, pela ajuda, sempre prestativos, preocupados com o desenvolvimento da pesquisa.

A minha professora do TCC, Dr. Carla A. P. Schmidt, pela orientação na elaboração deste trabalho.

Agradeço aos professores do curso de Engenharia de Produção, e professores da UTFPR em geral, Campus Medianeira.

A Copel, pela oportunidade ímpar para o desenvolvimento do trabalho na empresa e aos dados fornecidos.

Enfim, sou grato a todos que contribuíram de forma direta ou indireta para realização deste trabalho de conclusão.

ROCHA, Everton Ortiz. **Análise das Inspeções de três linhas de transmissão 500kV_{ca}: Um estudo de caso com foco em custos de manutenção e perda de receita**. 2014. 68 folhas. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia de Produção) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Medianeira. Paraná.

RESUMO

Com o crescimento populacional aumento do mercado consumidor de energia elétrica o Sistema Elétrico de Potência (SEP) tende a aumentar e busca acompanhar as constantes evoluções tecnológicas, buscando fornecimento de energia elétrica com excelente funcionamento, qualidade e, conseqüentemente, com menores interrupções para os consumidores. O SEP é formado por usinas geradoras, subestações, sistema de transmissão e sistema de distribuição. Sendo que cada setor possui funções diferentes e características técnicas bem específicas, mas voltados ao adequado fornecimento de energia elétrica aos consumidores. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu, em sua Nota técnica 181/2014, as regras para definição da qualidade no fornecimento da energia elétrica propondo penalização para as concessionárias como, por exemplo, desconto na Receita Anual Permitida (RAP) ou até a perda da concessão. Os fatores que impedem as concessionárias de garantir o fornecimento de energia com a qualidade desejada são as falhas ou defeitos naturais internos (quebras, final de vida útil) e externos (chuvas, temporais, vandalismo) que implicam em desligamento ou corte de fornecimento, por este motivo devem ser realizadas inspeções e manutenções de forma frequente e que possam detectar problemas nos equipamentos antes mesmo de eles se transformarem em falhas ou defeitos. Os desligamentos programados pelas concessionárias para corrigir defeitos incipientes não devem ser penalizados da mesma forma que os desligamentos não programados, incentivando desta forma a manutenção do sistema. A Linha de Transmissão (LT) é o conjunto de elementos usado para transmitir energia elétrica e propiciar sua distribuição nas cidades. Manter essas linhas de transmissão em perfeito estado implica a realização de manutenções com periodicidade suficiente para evitar custos elevados e perdas de receitas provenientes das falhas ou defeitos transitorios ou permanentes. Este trabalho teve o objetivo de analisar os custos de inspeção e de manutenção em três LT de 500kV_{CA} instaladas na região oeste do Paraná, pertencentes a COPEL Transmissão S/A, cujas manutenções são programadas de duas maneiras distintas - periodicidade definida por critérios como o nível de tensão e a vida da (LT) ou como apontamento de Inspeções Visuais (IV). Com os dados apresentados foi possível detectar o número de manutenções preditivas e preventivas realizadas em cada uma das três LT estudadas e os seus custos agregados. Além de analisar as perdas de receitas ocasionadas no período apresentado e simular novas perdas considerando desligamentos programados como não programados. As análises realizadas mostraram que mais de 99% do custo de uma manutenção não programada pode ser atribuído ao desconto da RAP sendo que dois desligamentos desta natureza são suficientes para pagar os custos de pessoal e insumos de todas as inspeções e manutenções preditivas realizadas no período de 20 anos.

Palavras-chave: Linhas de Transmissão; Manutenção; Custos; Inspeção.

ROCHA, Everton Ortiz. **Analysis of the Inspections of three lines of transmission 500kV_{ca}: A case study with focus in costs of maintenance and loss income.** 2014. 68 folhas. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia de Produção) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Medianeira. Paraná.

ABSTRACT

With the population growth increase of the consumer market of electric energy the Electric System of Power (SEP) has a tendency to increase and looks to accompany the constant technological evolutions, looking for supply of electric energy with excellent functioning, quality and, consequently, with less interruptions for the consumers. The SEP is formed by factories creators, substations, system of transmission and system of distribution. Being that each sector has different functions and quite specific technical characteristics me they turned to the appropriate supply of electric energy to the consumers. The National Agency of Electric Energy (ANEEL) established, in his technical Note 181/2014, the rules for definition of the quality in the supply of the electric energy proposing fine for the dealerships how, for example, I deduct in the Annual Permitted Income (RAP) or up to the loss of the concession. The factors that prevent the dealerships from guaranteeing the supply of energy with the wanted quality are the faults or natural internal defects (breaks, end of useful life) and day-pupils (rains, storms, vandalism) who tease in separation or cut of supply, by this motive inspections and maintenances of frequent form must be carried out and what could detect problems in the equipments before even of they change into faults or defects. The separations planned by the dealerships to correct incipient defects must not be troubled like the not planned separations, stimulating in this way the maintenance of the system. The Line of Transmission (LT) is the set of elements used to transmit electric energy and to favor his distribution in the cities. To maintain these lines of transmission in perfect state implicates the realization of maintenances with sufficient periodicity to avoid elevated costs and losses of originating receipts. This work had the objective to analyses the costs of inspection and of maintenance in three LT of 500kVCA installed in the western region of the Paraná, pertaining the COPEL Transmission S/A, whose maintenances are planned in two different manners - periodicity defined by criteria as the level of tension and the life of the (LT) or like note of Visual Inspections (IV). With the presented data it was possible to detect the number of maintenances predictive and preventive when studied LT and his collected costs carried out in each one of the three. Besides analyzing the losses of receipts caused in the presented period and simulating new losses finding separations planned how not planned. The fulfilled analyses showed that more than 99 % of the cost of a not planned maintenance can be attributed to the discount of the RAP being that two separations of this nature are sufficient to pay the costs of people and inputs of all the inspections and maintenances predictive carried out in the period of 20 years.

Keywords: Lines of Transmission; Maintenance; Costs; Inspection.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1– Exemplo de uma Torre de Transmissão Elétrica de 138 kV _{CA}	16
Figura 2 – Exemplo de uma Torre de Transmissão Elétrica de 500 kV _{CA} Torre autoportante (a) e torre estaiada (b).....	16
Figura 3- Representação dos Cabos de Aterramento da Estrutura Metálica.....	19
Figura 4- Exemplo de cabos condutores de alumínio.....	22
Figura 5 Exemplo de um isolador de vidro.....	23
Figura 6– Exemplo de troca de isolador na cadeia.....	23
Figura 7– Exemplo de Estrutura autoportante em construção.....	24
Figura 8– Exemplo de fixação de cabos em cadeia isoladora.....	25
Figura 9– Esfera sinalizadora.....	25
Figura 10– Exemplos de instalações de esferas sinalizadoras.....	26
Figura 11- Exemplo de fixação do cabo de aterramento à estrutura metálica da torre.....	27
Figura 12 – Exemplo de seccionamento e aterramento de cercas de divisa de terreno sob Linhas de Transmissão.....	28
Figura 13– Exemplo de fixação do cabo de aterramento à estrutura metálica da torre.....	29
Figura 14 - Relação entre confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade.....	35
Figura 15 – Mapa Geométrico do Paraná.....	39
Figura 16 – Mapa Geométrico Região Oeste Paranaense.....	40

LISTA DE TABELAS

Tabela 1– Raios de Delimitação de zonas de risco, controlada e livre	18
Tabela 2 – Distribuição das RAP das três linhas estudas no período de 2008 à 2013.....	45
Tabela 3– Número de inspeções e manutenções realizadas nas LT estudadas	46
Tabela 4 – Dados das inspeções, relacionando com o homem.hora total e deslocamento.	47
Tabela 5 – Custos das manutenções preventivas, relacionando homem.hora total e materiais utilizados.....	48
Tabela 6 – Perdas de Receita causadas por desligamentos programados nas LT de junho/2008 a Maio/2013.....	49
Tabela 7 - Dados apresentados relacionados aos Desligamentos Não Programados da LT de Junho/2008 a Maio/2013.....	49
Tabela 8 – Dados da Simulação da PV entre os tempos de 1 minuto à 9 horas, relacionando os valores gastos e comparando com a manutenção programada e não programada para a SCX-SSA.....	50
Tabela 9 – Dados da Simulação da PV entre os tempos de 1 minuto à 9 horas, relacionando os valores gastos e comparando com a manutenção programada e não programada para CVO-SCX.....	51
Tabela 10 – Dados da Simulação da PV entre os tempos de 1 minuto à 9 horas, relacionando os valores gastos e comparando com a manutenção programada e não programada para a CVO-STFI	51
Tabela 11 – Simulação da Perda de Receita com os Desligamentos Programados (Manutenções Preventivas) Transformados em Outros Desligamentos (Manutenções corretivas).....	52

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APR	Análise Preliminar de Riscos
CVO	Subestação Foz do Iguaçu
F_{dp}	Função da Densidade de Probabilidade
HHD	Homem.hora deslocamento
HHT	Homem.hora trabalhado
IV	Inspeção Visual
LT	Linha de Transmissão
MP	Manutenção Preventiva
MPT	Manutenção Produtiva Total
NTC	Norma Técnica Copel
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPGW	Cabo Para-raios com Núcleo de Fibra Óptica (Optical Ground Wire)
RAP	Receita Anual Permitida
SCX	Subestação Salto Caxias
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SISC	Solicitação de Intervenção no Sistema Copel
SSA	Subestação Salto Santiago

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
2.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
2.1	LINHAS DE TRANSMISSÃO ELÉTRICA	15
2.1.1.	Manutenção em Linhas de Transmissão	19
2.1.2.	Componentes das Linhas de Transmissão Sujeitas à Manutenção	22
2.2	RECEITA ANUAL PERMITIDA	29
2.2.1	Cálculo da Parcela Variável Dedutiva da RAP	30
2.3	SISTEMAS DE MANUTENÇÃO	31
2.3.1	Manutenção Corretiva	31
2.3.2	Manutenção Preventiva	32
2.3.3	Manutenção Preditiva	33
2.3.4	Confiabilidade da Manutenção	33
2.3.5	Inspeções e Manutenção das Linhas de Transmissão na COPEL G&T	35
3	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	37
3.1	A EMPRESA	37
3.2	RAP DA COPEL	40
3.3	PROCEDIMENTOS PARA DEFINIÇÃO DE CUSTOS DE INSPEÇÃO E MANUTENÇÃO DAS LINHAS ESTUDADAS	41
3.4	SIMULAÇÃO DAS PERDAS DA RAP COM DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS PARA MANUTENÇÕES	43
3.5	SIMULAÇÃO DAS PERDAS DA RAP COM DESLIGAMENTOS NÃO PROGRAMADOS	43
3.6	ESTIMATIVAS DE IMPACTO DOS DESLIGAMENTOS NO FATURAMENTO DA EMPRESA	44
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	45
4.1	RECEITA ANUAL PERMITIDA	45
4.2	CUSTOS COM INSPEÇÕES E MANUTENÇÕES	45
4.2.1	Custos de homem.hora utilizados nas Inspeções	46
4.2.2	Custos de homens.hora utilizados nas manutenções	47
4.3	PERDAS NA RECEITA ANUAL PERMITIDA	48

4.3.1	Simulação dos Descontos na RAP Provenientes de Desligamentos (<i>Operation-off</i>) Programadas para intervenções da manutenção e Não Programadas	50
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES.....	53
5.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	53
5.2	SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS.....	54
	REFERÊNCIAS.....	55

1 INTRODUÇÃO

A manutenção é uma prática que consiste em técnicas administrativas para prevenir ou reparar possíveis falhas e defeitos que possam ocorrer nos equipamentos, ou até mesmo melhorar o seu rendimento. As principais práticas de manutenções adotadas no Brasil são: A manutenção corretiva, cuja sua aplicação é feita após que o equipamento estrague; A manutenção preventiva tem por finalidade aumentar a vida útil dos componentes, através de técnicas de prevenção em intervalos predeterminados; A manutenção preditiva consiste de técnicas (parâmetros) que auxiliam na detecção antecipadas dos problemas, como análises ou inspeções.

A manutenção de Linhas de transmissão compreende, atualmente, na inspeção terrestre e aérea das linhas para detecção de falhas incipientes. As concessionárias administradoras destes ativos buscam reparar os pontos defeituosos sem que estes causem o desligamento não programado das linhas.

As linhas de transmissão Cascavel Oeste - Salto Caxias (CVO-SCX), Cascavel Oeste – Subestação de Transmissão Foz do Iguaçu (CVO-STFI) e Salto Caxias – Salto Santiago (SCX-SSA) pertencem à Copel Geração e Transmissão S.A. possuem tensão de linha de $500kV_{CA}$, localizadas na região oeste do Paraná e ligam respectivamente, a usina geradora que fica na cidade de Capitão Leônidas Marques com a subestação elétrica localizada em Cascavel; a subestação elétrica localizada em Foz do Iguaçu e a usina geradora que fica na cidade de Capitão Leônidas Marques com a usina geradora que fica na cidade de Rio Bonito do Iguaçu.

As inspeções realizadas nessas linhas são basicamente: No cabo guarda (OPGW) com frequência semestral, a terrestre patrulhada realizada anualmente e a detalhada que ocorre bienalmente. Esses prazos podem estar em função na vida da linha.

Durante essas inspeções alguns problemas podem ser resolvidos pela equipe de manutenção, como aterramento de cercas de divisas, aterramentos, ajustes na estrutura metálica. Estas manutenções não demandam desligamento da linha e são consideradas, neste TCC, como manutenções preditivas por anteciparem os defeitos.

As manutenções preventivas são aquelas que normalmente demandam desligamento da linha sendo aplicado desconto de parcela variável na Receita Anual Per-

mitida (RAP). Já os desligamentos não programados (considerados como outros pela ANEEL) implicam em maiores descontos da RAP e são considerados, nesse TCC, como aqueles exigem manutenções corretivas.

O problema que motivou este estudo consiste na verificação da exequibilidade financeira das inspeções de manutenções preditivas em função da periodicidade adotada pela Copel Geração e Transmissão S.A.

Este trabalho tem como objetivo geral medir a eficácia da manutenção destas três linhas de 500kV_{CA}, verificando os custos operacionais da manutenção corretiva programada e relacionando-os com os custos da manutenção não programada por meio das análises dos fluxogramas dos processos de cada manutenção.

Dentre os objetivos específicos estão: quantificar a perda de receita causada pelas manutenções programadas e não programadas; verificar a redução do faturamento da concessionária, proveniente dos custos com a manutenção – insumos e mão de obra – relacionados à perda da receita e; simular valores de perda de faturamento considerando diferentes cenários de manutenção não programada.

A hipótese a se comprovar é a de que as manutenções preditivas (caracterizadas pelas inspeções investigatórias de falhas incipientes seguidas de manutenções programadas) são financeiramente mais viáveis do que as manutenções corretivas.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão abordados os conceitos da manutenção e das linhas de transmissão do sistema elétrico de potência, os componentes que constituem as linhas de transmissão. Abordará também os principais conceitos de manutenção elétrica e os tipos de manutenção básica. Além dos parâmetros usados conforme estabelece os padrões de confiabilidade.

O objetivo de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é gerar, transmitir e distribuir energia elétrica atendendo a determinados padrões de confiabilidade, disponibilidade, qualidade, segurança e custos, com o mínimo impacto ambiental e a máxima segurança pessoal (LEÃO, 2009).

2.1 LINHAS DE TRANSMISSÃO ELÉTRICA

Linhas de transmissão são constituídas por fios condutores (normalmente de alumínio ou ligas com aço) suportados por torres metálicas (ou de concreto) por meio de uma cadeia de isoladores ou outros materiais isolantes (como os poliméricos).

Como os sistemas de condução de energia são, normalmente, trifásicos em corrente alternada, eles são compostos por três cabos dispostos lateralmente às torres, acompanhados por um cabo superior conhecido como cabo guarda ou para-raios, a Figura 1 apresenta um modelo de torre de transmissão elétrica de 138kV_{CA} .

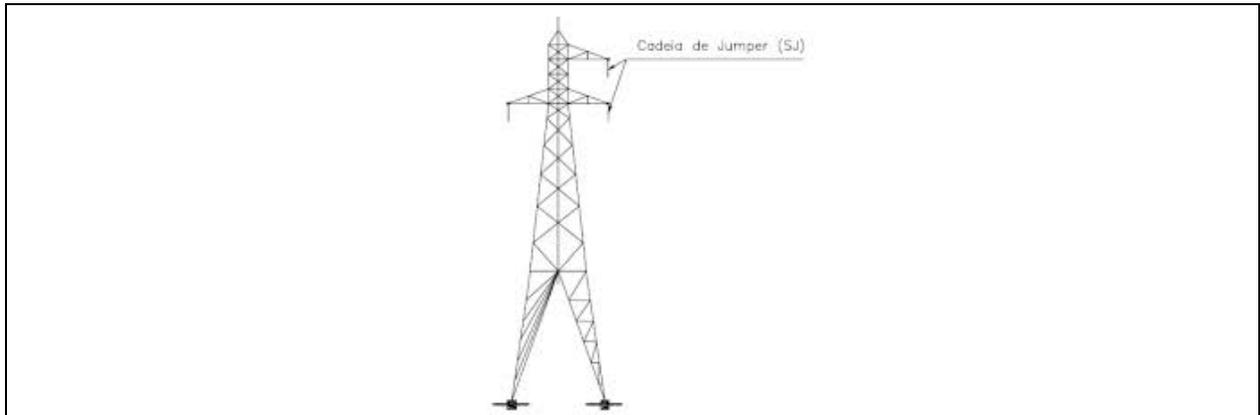


Figura 1– Exemplo de uma Torre de Transmissão Elétrica de 138 kV_{CA}
Fonte: COPEL (2014).

A torre é denominada autoportante por se sustentar, é baseada na composição de quatro bases (subterrâneas) ligadas aos pés, estes são conectados ao corpo que pode ter extensão (para aumentar a altura dos cabos em relação ao solo). As mí-sulas são as extensões laterais nas quais serão instaladas as cadeias de isoladores para, então, serem suspensos os cabos condutores de energia.

A Figura 2 a seguir apresenta uma torre de 500 kV_{CA} autoportante (a) e outra estaiada (b).

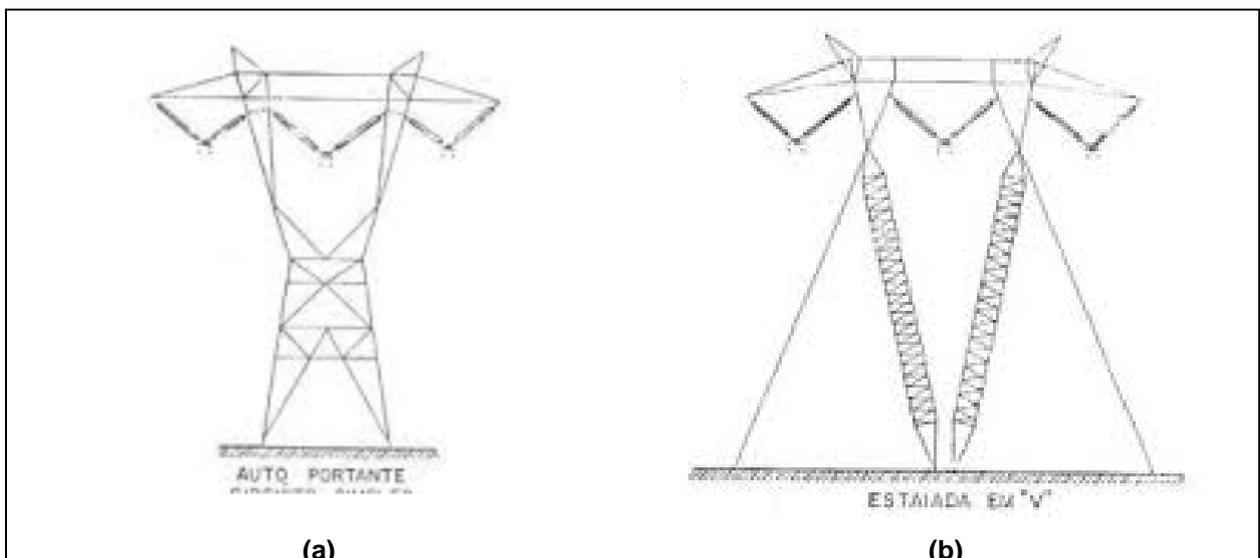


Figura 2 – Exemplo de uma Torre de Transmissão Elétrica de 500 kV_{CA} Torre autoportante (a) e torre estaiada (b).
Fonte: COPEL (2014).

As estruturas autoportantes são de estrutura metálica galvanizada a fogo, composta por uma parte linear superior e uma base em forma de pirâmide na base. São formadas por módulos treliçadas e podem ser divididas em:

- a) Torre metálica autoportantes de cantoneira quadradas – constituídas com colunas diagonais e travamentos em perfis laminados retos de abas iguais, com escada frontal à esteira vertical dos tubos. Todas as ligações são feitas através de parafusos, porcas *pall nuts*. (METALICA, 2014).
- b) Torre metálica autoportantes de chapa dobrada triangular – constituída por chapas lineares dobradas, diagonais e travamento em perfis “L” laminados planos de abas iguais, com escada frontal à esteira vertical de cabos, instalados internamente, utilizando os travamentos como proteção (guarda corpo) (METALICA, 2014).
- c) Torre metálica autoportante de tubo triangular – construída com colunas em tubo estrutural, diagonais e travamentos em perfis “L” laminado plano do tipo abas igual, com escada central, esteira vertical de cabos instalada internamente na parte de traz da escada, utilizando guarda corpo e trava-quadras cabo de aço 5/16” (METALICA, 2014).

As estruturas estaiadas são constituídas por um corpo metálico modular, fixo por estais ao longo de sua extensão. Este corpo metálico é formado por módulos com cerca de 5 a 6 m cada. Possui colunas diagonais, travessas, barras de travamento, com ligações parafusadas ou soldadas e seção transversal quadrada ou triangular. Podem ser divididas em: torre metálica estaiada em aço triangular e estaiada irradiante (METALICA, 2014).

Em comparação com as autoportantes, as torres estaiadas são mais econômicas e fáceis de montar, porém exigem uma área considerável para instalação: aproximadamente 10 vezes a área utilizada para torres autoportantes na mesma altura (METALICA, 2014).

As torres apresentadas na Figura 6 são diferentes em dimensões observa-se que quando a tensão elétrica é maior é necessário espaçar mais os condutores (um do outro e também ambos da estrutura). A NR-10 apresenta, em seu Anexo I, a distância de risco de 1,20 m para a faixa de tensão entre 132 e 150 kV_{CA} a distância de risco de 5,20 m para a faixa de tensão entre 480 e 700 kV_{CA} – sendo a zona de risco

definida como alta – mostrando uma relação direta entre a distância dos condutores com estruturas de suporte.

A NR-10 apresenta a distância dos condutores que deve ser respeitada na construção das torres. Conforme a Tabela 1 que segue.

Tabela 1– Raios de Delimitação de zonas de risco, controlada e livre

Continua		
Faixa de tensão nominal da instalação elétrica em kV	Raio de delimitação entre zona de risco e controlada em metros	Raio de delimitação entre zona controlada e livre em metros
1	0,20	0,70
1 e 3	0,22	1,22
3 e 6	0,25	1,25
6 e 10	0,35	1,35
15 e 20	0,40	1,40
20 e 30	0,40	1,40
30 e 36	0,56	1,56
36 e 45	0,58	1,58
45 e 60	0,83	1,83
Conclusão		
Faixa de tensão nominal da instalação elétrica em kV	Raio de delimitação entre zona de risco e controlada em metros	Raio de delimitação entre zona controlada e livre em metros
60 e 70	0,90	1,90
70 e 110	1,00	2,00
110 e 132	1,10	3,10
132 e 150	1,20	3,20
150 e 220	1,60	3,60
220 e 275	1,80	3,80
275 e 380	2,50	4,50
380 e 480	3,20	5,20
480 e 700	5,20	7,20

Fonte: NR-10 (2014)

A parte superior de uma estrutura é denominada mísula, ela suporta o cabo guarda, também chamado de cabo aterramento, pois este se conecta à estrutura da torre que está aterrada ao solo por meio dos cabos de aterramento.

O Cabo-guarda pode ter seu interior em aço ou em fibra. Quando este cabo possui fibra em seu interior ele pode transportar sinais de comunicação entre as subestações terminais da LT. Os cabos-guarda com fibras são chamados de *Optical Ground Wire (OPGW)*

A Figura 3 mostra uma forma de instalação dos cabos de aterramento, instalados nos pés de uma torre de transmissão.

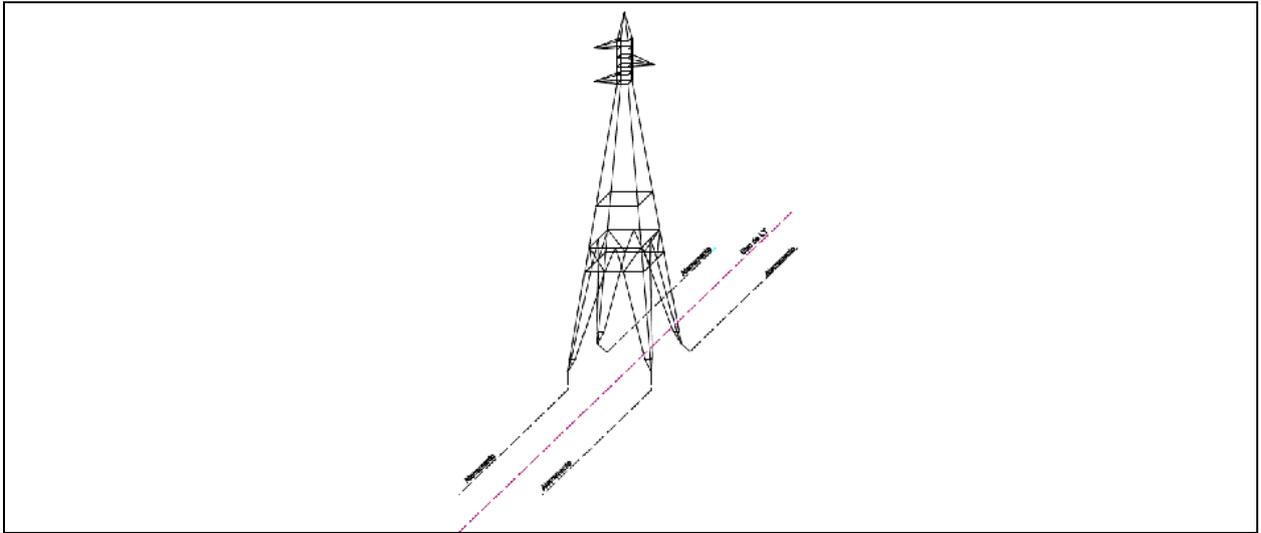


Figura 3- Representação dos Cabos de Aterramento da Estrutura Metálica.
Fonte: COPEL (2014).

2.1.1. Manutenção em Linhas de Transmissão

Consideradas como um equipamento do sistema elétrico, as Linhas de Alta Tensão, são constituídas por linhas de condutores destinados a transportar a energia elétrica desde a geração até a distribuição, geralmente transmitida em corrente alternada (60 Hz), e em tensões elevadas (138 a 500kV_{ac}).

Estudos de parâmetros para cálculos da indutância, capacitância, velocidade de propagação, constante de fase, e outros, determinam a eficiência e a qualidade da energia transmitida pela linha.

Com base nos dados estatísticos e na análise do sistema, pode-se implantar um cronograma de manutenção preventiva e ou preditiva, minimizando o efeito de uma manutenção emergencial.

Atualmente, pressões por alta produtividade e competitividade no mercado, as empresas preocupam-se cada vez mais, em satisfazer seus clientes da melhor maneira possível, eliminando falhas e possíveis interrupções, e controlando a qualidade da energia fornecida.

A atividade de manutenção em linhas de transmissão é regulamentada pela ONS, através de “Procedimentos de Rede” referentes ao “Acompanhamento da Manutenção dos Sistemas Elétricos”, que tem como objetivo a padronização das operações.

A regulamentação visa a proporcionar um serviço de fornecimento de energia elétrica em níveis e padrões de qualidade e confiabilidade requeridos pelos consumidores e aprovados pela ANEEL (ONS, 2005).

As inspeções ocorrem de duas formas, nas inspeções gerais, as verificações são feitas com os eletricitistas indo a campo e detectado anomalias que são observadas a distância (a olho nu ou através de binóculos), sendo o registro feito em planilhas e relatórios de inspeções. Nas inspeções específicas os trabalhadores sobem nas torres das linhas de transmissão e verificam o estado de cada componente a ser revisado.

Atualmente, utiliza-se a aeroinspeção (inspeção com o uso de helicópteros), sendo este, um dos instrumentos de diagnóstico das linhas de transmissão em inspeções preventivas e situações emergenciais.

A aeroinspeção pode contar com a tecnologia da termografia computadorizada, que é feita por meio de um termovisor de raios infravermelhos acoplado ao helicóptero.

Esse equipamento permite que o operador faça a verificação da temperatura nos equipamentos da linha sem a necessidade de indisponibilizá-la, reduzindo custos operacionais, as falhas por aquecimento de componentes, que ocasionam a fadiga e ruptura dos cabos das LT.

As principais atividades realizadas durante a aeroinspeção nas linhas de transmissão são: Inspeção termográficas dos cabos e junções, verificando o efeito corona nos cabos e isoladores, conferência para troca dos isoladores, conferência para a correção dos espaçadores, verificação do cabo OPGW, verificação dos sinalizadores aéreos, seccionamento das cercas e dos grampos.

Para efetuar a manutenção na linha de transmissão, podemos executá-la de duas maneiras: com linha energizada (linha viva), ou com a linha desenergizada. Vai depender muito a maneira como será feita, e alguns casos poderá ser feita das duas formas, ou só com a linha desenergizada. Descrevendo elas como:

- a) Linha Energizada (Linha Viva): Segundo os dados da Copel (2014), linha viva define-se como qualquer serviço onde exista interação com o condutor, com a linha energizada. A interação pode ser feita pelo método ao potencial ou pelo método a distância. Casos especiais ou omissos devem ser estudados previa-

mente, sendo que os riscos e os meios de bloqueio devem constar na APR (Análises preliminares de Riscos), ou seja, quando houver corrente de energia passando pelos cabos.

- b) Linha Desenergizada (Linha Morta): A linha morta é qualquer serviço a qual exista interação com o condutor, com a linha desenergizada. Também são considerados os serviços onde não exista interação com o condutor e a linha permaneça energizada. Casos especiais ou omissos ou omissos devem ser estudados previamente, sendo que os riscos e os meios de bloqueio devem constar na APR. Linha sem passagem de energia pelos cabos (COPEL, 2014).

2.1.2. Componentes das Linhas de Transmissão Sujeitas à Manutenção

As Linhas de Transmissão são constituídas basicamente por: condutores de fase, OPGW, aterramento, estruturada e isoladores. A primeira vista pode parecer que os condutores de fase são os principais componentes. Contudo, cada elemento desempenha uma função específica, e fundamental para operação da linha (LIMA, 20?).

- a) **Cabos Condutores:** São elementos ativos das linhas de transmissão, são fabricadas para conduzir uma potência compatível com sua capacidade térmica. Os condutores devem apresentar condutibilidade elétrica alta, custo reduzido, boa resistência mecânica, peso específico leve e forte resistência a oxidação. Os cabos condutores são formados por conjunto de fios entrelaçados. São utilizados como materiais o alumínio (ACC), alumínio-liga (AACC) – alumínio com alma de aço (ACSR). (OLIVEIRA, 2009). A Figura 4 apresenta um exemplo de cabo utilizado em sistemas de potência.



Figura 4- Exemplo de cabos condutores de alumínio.
Fonte: Vitrine 3M (2013).

- b) **Isoladores:** Segundo Oliveira (2009), os isoladores são instalados em grupos denominados de cadeias de isoladores, e servem juntamente com as ferragens, para prender os condutores nas estruturas, mantendo o isolamento adequado entre eles. Generalizando, os isoladores são estruturas de vidro ou por-

celana e poliméricos, as ferragens são acopladas aos isoladores para suportarem as tensões mecânicas transmitidas pelos cabos condutores e as requisições elétricas pelas sobretensões que ocorrem numa LTs, conforme mostra a Figura 5.



Figura 5 Exemplo de um isolador de vidro.
Fonte: vitrine 3M (2013).

Segundo Grejo (20?), a troca de isoladores inicia-se com a equipe executando a pré-montagem das ferramentas ao solo, colocando as ferramentas e seus materiais, em cima de uma lona, em ordem de montagem para a torre, e analisam a melhor forma de poder levar as peças. Os eletricitistas fazem a escalada até a torre, levando as cordas que precisam para executar o serviço. Suspendem a cadeira de traslado para acesso ao potencial, com os bastões e com uma corda para extensão, outro eletricitista faz a escalada junto ao eletricitista do potencial até o ponto de entrada do eletricitista do potencial na cadeira, passa o talabarte na estrutura e segura a cadeira para que o eletricitista possa sentar para ser puxado até o cabo condutor. Figura 6.



Figura 6– Exemplo de troca de isolador na cadeia.
Fonte: Adaptada de Copel (2014).

- c) Estrutura: Como já citado no item 2.1, as torres são estruturas metálicas que suportam para os demais componentes que formam a linha de transmissão. Já o posicionamento estabeleceu-se como critério de projeto que, sempre que possível, as estruturas seriam posicionadas em locais em que não houvesse vegetação ou caso exista, esta esteja em estágio inicial ou médio de sucessão, ou seja, a maior parte das estruturas foram posicionadas em regiões com agriculturas, campos, culturas diversas ou nas margens de estradas, carreadores ou caminhos. Sendo que, cada tipo de estrutura utiliza na construção da linha de transmissão uma área de serviço e montagem de 484 m² (COPEL, 2014). Na Figura 7 pode-se ver o exemplo de uma estrutura autoportante.



Figura 7– Exemplo de Estrutura autoportante em construção.
Fonte: Adaptada de Copel (2014).

- d) Grampos Fixadores: Possuem a finalidade de serem projetados e constituídos de maneira a assegurar uma distribuição uniforme de pressão sobre o condutor, sem criar zonas de concentração de tensão; possuir o menor peso possível; possuir leitos de superfície lisa, isentas de rebarbas ou outras irregularidades, e suas extremidades deverão ter um raio de curvatura adequado, de maneira a permitir a mobilidade do condutor. A figura 8 mostra um exemplo de um grampo para a cadeia de isoladores.

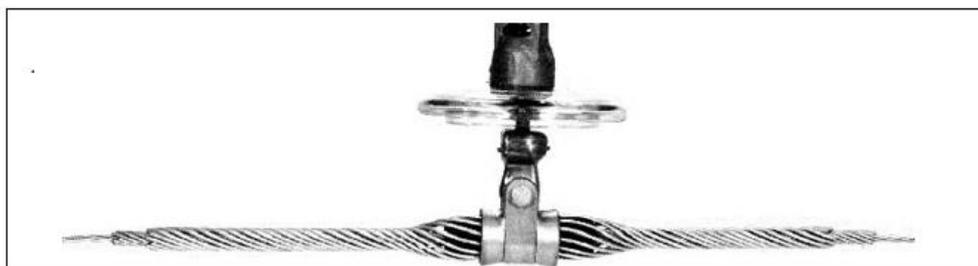


Figura 8– Exemplo de fixação de cabos em cadeia isoladora.
Fonte: PLP (2014).

- e) **Esferas Sinalizadoras:** As esferas são geralmente laranja e constituídas de resina polimérica reforçada com fibra de vidro. São colocadas em pontos estratégicos nas LT com o propósito de sinalizar os cabos condutores, evitando acidentes como aviões ou outros deslocamentos sobre a área exposta por cabos. Pesam aproximadamente 5 Kg, como pode-se observar na Figura 9, e é fixada por flanges, preso a esfera, que garantem uma proteção eficaz à linha. Os sinalizadores servem como identificadores de alerta (OLIVEIRA, 2009).



Figura 9– Esfera sinalizadora.
Fonte: FESP (2014).

As instalações das esferas sinalizadoras podem ser feitas basicamente de quatro formas: Utilização de bicicletas, instalação com helicópteros, com extensão de grua ou utilizando robôs. Figura 10.

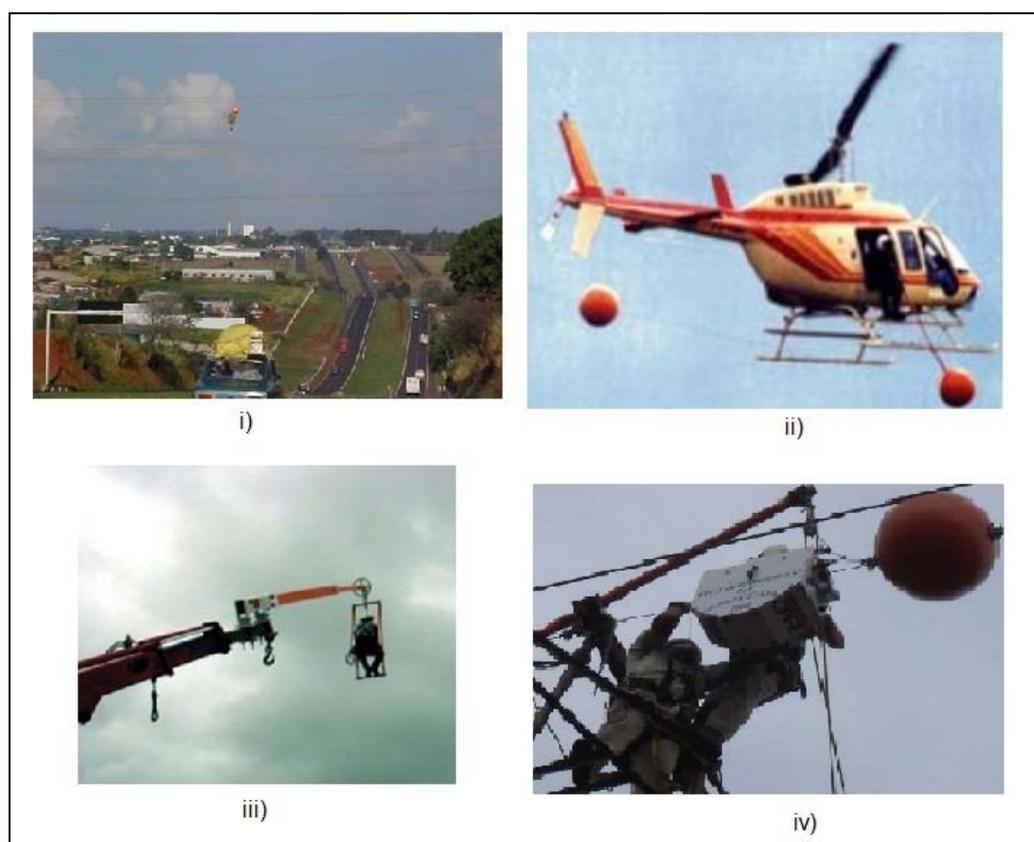


Figura 10– Exemplos de instalações de esferas sinalizadoras.
Fonte: PIRES (2007).

- i) Utilização de bicicletas: É um método de colocação manual, com a linha desenergizada, com escalada na torre, instalação da escada trapézio, ancoragem do cabo e colocação da “bicicleta”, além do deslocamento do eletricitista até o ponto de fixação (PIRES, 2007);
- ii) Utilização de helicópteros: Esse método consiste na instalação com ajuda de um helicóptero até o local onde será fixado. O instalador deve utilizar EPI’s (Equipamento de Proteção Individual) para fazer a manobra da colocação ou troca. É necessário o bloqueio do religamento dos circuitos, reduzindo a confiabilidade do sistema elétrico. Pode acarretar elevados riscos e custos (PIRES, 2007);
- iii) Utilização de extensões de Grua: Instalação com auxílio de grua e cesto aéreo, que elevam o instalador até o local a ser fixado, já com a linha desenergizada (PIRES, 2007);
- iv) Utilização de robôs: Mecanismo criado para que o equipamento seja controlado à distância por um rádio transmissor. Executada pelo circuito processador junto a sensores óticos, acoplados a uma engrenagem dentada, solidária ao meca-

nismo de tração do robô. Duas baterias de 12V são utilizadas para alimentá-lo, podendo aguentar até 8 horas de trabalho ininterrupto, com velocidade média de 1 m/s (PIRES, 2007);

- f) **Aterramento:** Oliveira (2009), diz que o aterramento tem a função de ser o destino da corrente de fuga para que as cargas vão em direção à terra, usam-se normalmente cabos de aço-alumínio. O método de aterramento, com os cabos contrapesos e a carga resistiva total de circuito de corrente alternada, de pé de torre representam componentes fundamentais no que se refere ao desempenho de um circuito de transmissão à descargas do mau tempo. (LIMA, 20?). Figura 11.



Figura 11- Exemplo de fixação do cabo de aterramento à estrutura metálica da torre. Fonte: Adaptado de Copel (2014).

- g) **Seccionamento e Aterramento de Cercas de Divisa:** Segundo algumas orientações técnicas da Copel (2014), a existência de cercas de arames construídas ao longo ou cruzado as faixas de redes de distribuição, de alta e de baixa tensão, é o fato bastante comum nos sistemas elétricos. Devido à proximidade destas cercas ou contato acidental com as redes de distribuição, podem aparecer correntes induzidas por efeito eletrostático ou eletromagnético ou ainda ficarem energizadas pela rede de distribuição.
- Na falta de aterramento seguro e confiável, a corrente de descarga pode circular através de pessoas, animais e objetos que venham fazer contato com a

cerca. Nos aterramentos, deverão ser utilizados uma haste zincada de 1,20 m de comprimento, por ponto aterrado, interligada aos fios da cerca através de arame de aço zincado. Figura 12.

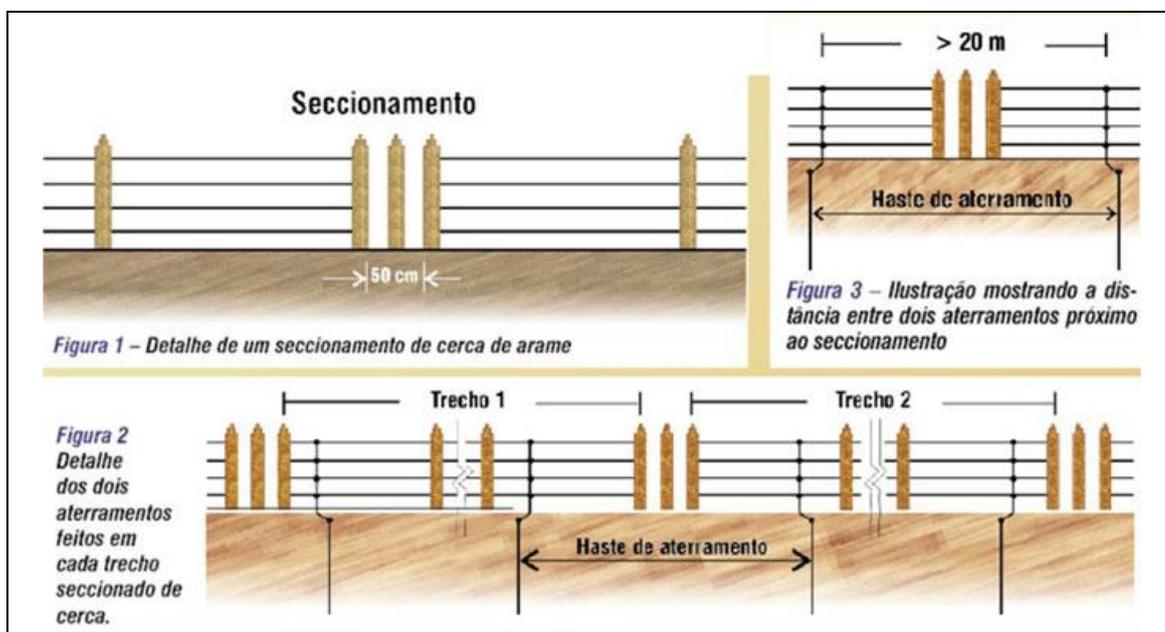


Figura 12 – Exemplo de seccionamento e aterramento de cercas de divisa de terreno sob Linhas de Transmissão.
Fonte: GS (2014).

As linhas de transmissão são projetadas de forma a causar o menor impacto social ambiental ao longo do seu trajeto. Contudo, quando as linhas atingem algumas propriedades, os donos das terras são indenizados pela utilização da faixa de terreno que ficará sob as linhas e, ainda assim, poderão manter produção agrícola na faixa e desenvolver ações nas áreas próximas, respeitando certas restrições (COPEL, 2014).

- h) **Fixação do cabo de aterramento:** São utilizadas alças pré-formadas para cabos de aço, com a finalidade de ancorar os cabos de aços galvanizados e cabos de aços revestidos de alumínio, sujeitos a esforços de tração sem torção. É aplicada sobre o cabo com as mãos sem o uso de qualquer outra ferramenta, aderindo sem danificar a camada protetora pelo fato de não haver qualquer concentração de esforços sobre o cabo, mesmo na condição máxima de tração. Figura 13.



Figura 13– Exemplo de fixação do cabo de aterramento à estrutura metálica da torre.
Fonte: Lumitrans (2013).

2.2 RECEITA ANUAL PERMITIDA

Segundo a Aneel (2014), Receita Anual Permitida (RAP) é a remuneração que as transmissoras recebem para disponibilizar o sistema ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e prestar o serviço público de transmissão aos usuários.

Seu valor, para as transmissoras decorrentes de licitação, é aquele obtido com o resultado do leilão de transmissão e é pago às transmissoras a partir da entrada em operação comercial de suas instalações, com revisão a cada cinco anos, nos termos do contrato de concessão (ANEEL, 2014).

O reajuste anual da RAP das transmissoras é realizado da seguinte forma:

- a) Para as transmissoras que celebraram contrato de concessão até 2006, a RAP é atualizada com base no Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) da Fundação Getúlio Vargas (FGV);

- b) Para as transmissoras que celebraram contato de concessão assinalados a partir de 2006, a RAP é atualizada com base no Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

2.2.1 Cálculo da Parcela Variável Dedutiva da RAP

A parcela variável representa uma redução da receita, proporcional a indisponibilidade verificada nos ativos de transmissão. Desse modo, quanto menos for a indisponibilidade dos ativos da empresa, tanto menos será a parcela variável, motivando assim a concessionária a buscar a maior disponibilidade possível (TONDELLO, 2001).

De um modo geral, as organizações têm um bom controle sobre as indisponibilidades programadas, já que são previsíveis. Ao contrário destas, as indisponibilidades não programadas ocorrem de maneira aleatória e dependem fundamentalmente da concepção inicial do projeto e do ambiente onde equipamentos estão instalados (TONDELLO, 2001).

A ANEEL utiliza uma fórmula para remunerar as concessionárias pelo serviço de transmissão, levando em consideração que, Equação (1):

$$\text{RECEITA} = \text{PB} - \text{PVI} \quad (1)$$

Onde:

PB = Pagamento base mensal da instalação

PVI = Parcela Variável por indisponibilidade

Sendo a PVI calculada através da seguinte fórmula (2):

$$\text{PVI} = \frac{\text{PB}}{24 * 60 * D} * Kp * \left(- \sum_{i=1}^{NP} \text{DDPi} \right) + \frac{\text{PB}}{24 * 60 * D} * \left(\sum_{i=1}^{NO} K0i * \text{DODi} \right) \quad (2)$$

Onde:

DDP = Duração, em minutos, de cada DESLIGAMENTO PROGRAMADO que ocorra durante o mês.

DOD = Duração, em minutos, de cada um dos OUTROS DESLIGAMENTOS que ocorram durante o mês.

PB = PAGAMENTO BASE da INSTALAÇÃO DE TRANSMISSÃO.

Kp = Fator para DESLIGAMENTO PROGRAMADO

K0 = Fator para OUTROS DESLIGAMENTOS

NO = Número de OUTROS DELIGAMENTOS da instalação ao longo do mês.

D = número de dias do mês.

Essa fórmula é acoplada ao *software* GMT® da empresa, onde é possível realizar simulações para identificar os valores das PVI de acordo com a manutenção realizada, relacionando com o tempo.

2.3 SISTEMAS DE MANUTENÇÃO

Segundo Gomes e Baroni (1990), existem três formas de se fazer a manutenção em equipamentos: deixar quebrar para consertar; fazer revisões e trocas após tempo predeterminado; ou fazer medições com instrumentos apropriados, a fim de descobrir qual o momento exato em que será necessário um reparo. Assim a partir dessas definições houve a classificação dos tipos de manutenção, que são a manutenção corretiva, preditiva e preventiva.

2.3.1 Manutenção Corretiva

De acordo com a NBR-5462 (1994), que descreve sobre confiabilidade e manutenibilidade, “a manutenção corretiva é a manutenção efetuada após a ocorrência de uma pane destinada a recolocar um item em condições de executar uma função requerida”.

Esse tipo de manutenção precede apenas quando o equipamento quebra ou falha, e assim possa ser corrigido. A manutenção corretiva não ocorre apenas em casos de emergências, pois ela pode ser aplicada quando o equipamento não está funcionando de acordo com o recomendado. Essas quebras repentinas podem gerar elevados custos para a indústria. Isso pode refletir diretamente com seus consumidores, gerando atrasos e perda de clientes durante o processo de compras.

A manutenção corretiva constitui o extremo oposto da manutenção preventiva e ação corretiva é tomada somente após a falha de uma peça ou componente. A manutenção corretiva é mais adequada para equipamentos duplicados, quando existem em estoques as peças de reposição, ou em instalação de baixo custo. (MITCHELL, 1984)

2.3.2 Manutenção Preventiva

Segundo a NBR-5462 (1994), a manutenção preventiva pode ser entendida como “a manutenção efetuada em intervalos predeterminados, ou de acordo com critérios prescritos, determinada a reduzir a probabilidade de falha ou a degradação do funcionamento de um item”.

A manutenção preventiva tem como objetivo evitar prováveis falhas futuras que possam ocorrer de modo randômico ou planejado definidas em tempo determinados de acordo como especificado pelo fabricante ou através de históricos. Caracteriza-se pela melhor maneira de evitar a ocorrência de defeitos ou falhas, controlando os equipamentos sempre que possível.

Segundo Gomes e Baroni (1994), “a manutenção preventiva surgiu em meados do século XX, como solução para aumentar a produção, impedindo que ocorressem falhas em momentos de maior necessidade da máquina.” Baseado em antecedentes informações, passada como suposição de que a os componentes de uma máquina, na medida em que estiver operando, pode ser conhecida mediante registro em longo prazo de ocorrências na própria máquina ou em similares. A manutenção preventiva é a execução de qualquer tarefa programada, feita de acordo com um plano

preestabelecido, cujo objetivo é reduzir o potencial de falhas que teria um impacto adverso na confiabilidade ou na segurança da instalação.

2.3.3 Manutenção Preditiva

Segundo a NBR-5462 (1994), “a manutenção preditiva é o tipo de manutenção que garante uma qualidade de serviço desejada, com base na aplicação sistemática de técnicas de medições e análise, utilizando-se de meios de supervisão ou de amostragem, para reduzir ao mínimo a manutenção preventiva e diminuir a manutenção corretiva”.

A manutenção preditiva é definida a partir de parâmetros que asseguram uma boa qualidade de serviço, se identificada com maior antecedência, satisfazendo o sistema, evitando panes não programadas. Cabe a quem estiver avaliando, tomar providência, para definir qual parâmetro mais indicado para cada situação.

Segundo Nepomuceno (1989), a manutenção preditiva deve ser estabelecida com extremo cuidado, pois necessitam de informações precisas sobre o funcionamento do equipamento, as condições ambientais em que o equipamento trabalha, o processo de envelhecimento de cada equipamento, entre outras informações.

2.3.4 Confiabilidade da Manutenção

De acordo com Nepomuceno (1989) entende-se por confiabilidade:

“a probabilidade de um produto (peça, equipamento, circuito, máquina, sistema, componente, etc.) fabricado em conformidade com dado projeto operar durante um período especificado de tempo (eventualmente o tempo de vida útil) sem apresentar falhas identificáveis, desde que sujeito a manutenção de conformidade com as instruções do fabricante e que não tenha sofrido tensões superiores àquelas estipuladas por limites indicados pelo fornecedor,

não tenha sido exposto a condições ambientais adversas de conformidade com os termos de fornecimento ou aquisição.”

A equação da distribuição de Weibull é uma distribuição de probabilidade contínua. É nomeada devido a Waloddi Weibull que, em 1951 lançou um artigo descrevendo a distribuição em detalhes e propondo diversas aplicações. Ela está em função da probabilidade de uma máquina operar sem falhas. Segue a seguir a equação (3).

$$C(t) = 1 - \int_0^t f(x) dt \quad (3)$$

Onde:

C(t): É a confiabilidade

F(t): É a função da densidade de probabilidade (f.d.p.)

t: É o período de útil

Leão (2009) complementa que confiabilidade representa a probabilidade de componentes, partes e sistemas atenderem suas funções solicitadas por um dado período de tempo sem falhar. Confiabilidade representa o tempo que o componente, parte ou sistema levará para falhar. A confiabilidade não reflete o tempo necessário para a unidade em reparo retornar a condição de trabalho.

Disponibilidade é definida como a probabilidade que o sistema esteja operando adequadamente quando requisitado para o uso. A Equação (4) quantifica a disponibilidade (LEÃO, 2009):

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad (4)$$

Sendo:

A: avaliability (disponibilidade)

MTBF tempo médio entre falhas ou MTTF

MTTR tempo médio para reparo inclui desde a detecção até a retificação da falha.

A disponibilidade é função da confiabilidade e da manutenibilidade - exercício da manutenção. Se um sistema tem uma alta disponibilidade não necessariamente terá uma alta confiabilidade (LEÃO, 2009). Figura 14.

Confiabilidade	Manutenabilidade	Disponibilidade
Constante	Diminuir	Diminuir
Constante	Aumentar	Aumentar
Aumentar	Constante	Aumentar
Diminuir	Constante	Diminuir

Figura 14 - Relação entre confiabilidade, manutenabilidade e disponibilidade.
Fonte: LEÃO (2014).

Pode-se observar na Figura 14 que, se a confiabilidade é mantida constante, mesmo em um valor alto, isto não implica diretamente uma alta disponibilidade. Quando o tempo para reparo aumenta, a disponibilidade diminui. Mesmo um sistema com uma baixa confiabilidade poderia ter uma alta disponibilidade se o tempo para reparo é curto (LEÃO, 2014).

Qualidade da energia é a condição de compatibilidade entre sistema supridor e carga atendendo critérios de conformidade senoidal.

Segurança está relacionado com a habilidade do sistema de responder a distúrbios que possam ocorrer no sistema. Em geral os sistemas elétricos são construídos para continuar operando após ser submetido a uma contingência (LEÃO, 2014).

2.3.5 Inspeções e Manutenção das Linhas de Transmissão na COPEL G&T

Atualmente a Copel conta com três tipos de inspeções para a manutenção preventiva das linhas, que são de maneira bem específica, de acordo com a necessidade e a disponibilidade que a empresa possui e, além das manutenções corretivas planejadas e não planejadas. São elas:

- a) Inspeção Terrestre tipo Patrulhada: As inspeções ocorrem de duas formas, nas inspeções gerais, as verificações são feitas com os eletricitas indo a campo sem subir na torre, apenas pelo chão, e detectando anomalias que são observadas a distância (a olho nu ou através de binóculos), sendo o registro feito em planilhas e relatórios de inspeção, que ocorrem anualmente (COPEL, 2014).

- b) Inspeção Terrestre tipo OPGW: A inspeção dos cabos guardas ocorrem a cada 6 meses, e a equipe sobe na torre para apenas para verificá-la (COPEL, 2014).
- c) Inspeção Terrestre tipo Detalhada: Nas inspeções específicas os trabalhadores sobem nas torres das linhas de transmissão e verificam o estado de cada componente a ser revisado, ocorrendo bianualmente (COPEL, 2014).

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

3.1 A EMPRESA

A Copel – Companhia Paranaense de Energia, maior empresa do Estado em transmissão e distribuição de energia elétrica, foi criada em 26 de Outubro de 1954, com controle acionário do Estado do Paraná, abriu seu capital ao mercado ações em Abril de 1994 (BM&FBovespa) e tornou-se em Julho de 1997 a primeira do setor elétrico brasileiro listado na bolsa de Valores de Nova Iorque. Sua marca também está presente, desde Junho de 2002, na comunidade Econômica Europeia, com ingresso na Latibex – o braço latino-americano da Bolsa de Valores de Madri. A partir do dia 7 de Maio de 2008, as Ações da Copel passaram a integrar oficialmente o Nível 1 de governança da bolsa de valores mercadorias e futuros – BM&FBovespa (COPEL, 2014).

A Companhia atende diretamente a 4.219.911 unidades consumidoras em 395 municípios e 1.113 localidades (distritos, vilas e povoados) paranaenses. Nesse universo incluem-se 3,3 milhões de lares, 93 mil indústrias, 342 mil estabelecimentos comerciais e 373 mil propriedades rurais. O quadro de pessoal é integrado por 8.618 empregados. Sua estrutura compreende a operação de:

- a) Parque gerador próprio composto por 21 usinas (19 hidrelétricas, 1 termelétrica e 1 eólica), cuja potência instalada totaliza 4.756 MW e que responde pela produção de algo como 7% de toda eletricidade consumida no Brasil; sendo 14 dessas usinas são automatizadas e 03 automatizadas e comandadas à distância;
- b) Sistema de transmissão totaliza 2.174 km de linhas e 32 subestações (todas elas automatizadas);
- c) Sistema de distribuição com 188.248 km de linhas – o suficiente para dar quatro voltas e meia em torno da Terra pela linha do Equador – e 361 subestações (100% automatizadas);

- d) Sistema ótico de telecomunicações (Infovia do Paraná) com 9.490 km de cabos OPGW instalados no anel principal e radiais urbanos (cabos autossustentados) que totalizam 15.817 km, alcançando 10.269 clientes distribuídos em 399 cidades do Estado do Paraná e 2 cidades do Estado de Santa Catarina.

Em 2014, as usinas, linhas de transmissão e de distribuição da Copel irradiam luz e oferecem conforto e paz social para todo estado do Paraná e estados vizinhos. Este cenário de progresso vem sendo conquistado ao longo de seis décadas, com base no potencial hidráulico, no domínio tecnológico e, principalmente, no espírito empreendedor e na capacidade criativa dos seus quadros técnicos e profissionais. (COPEL, 2014).

A concessionária COPEL G&T 278 km de linhas de 500kV_{AC} no Paraná, (COPEL_b, 2014). Sendo que a totalidade destas linhas fica na região oeste e sudoeste do Paraná, região na qual a manutenção e operação ficam sob responsabilidade da UTOES (Unidade de transmissão Oeste) sediada em Cascavel, conforme entrevista realizada com o Engenheiro de Linhas de transmissão da UTOES.

O mapa geoeletrico do Paraná encontra-se na figura 15, onde é possível constatar as linhas de 525kVca da Copel marcadas de forma contínua, na cor ocre.

Percebe-se no mapa que são quatro LT na região abrangida pela manutenção da UTOES, ligando: USSXC-USSSA (94 km de extensão), USSCX-SECVO (60 km de extensão), SESGD-USSGD (com aproximadamente 8 km de extensão total) e SECVO-SESTFI (115,7 km de extensão).

Na figura são destacadas as linhas, subestações e usinas conforme a nomenclatura que segue:

- USSCX: Usina de Salto Caxias;
- USSSA: Usina de Salto Santiago;
- USSGD: Usina de Salto Segredo;
- SESGD: Subestação Elétrica de Salto Segredo;
- SECVO: Subestação Elétrica de Cascavel Oeste;
- SESTFI: Subestação Elétrica Transmissora de Foz de Iguaçu (Furnas).

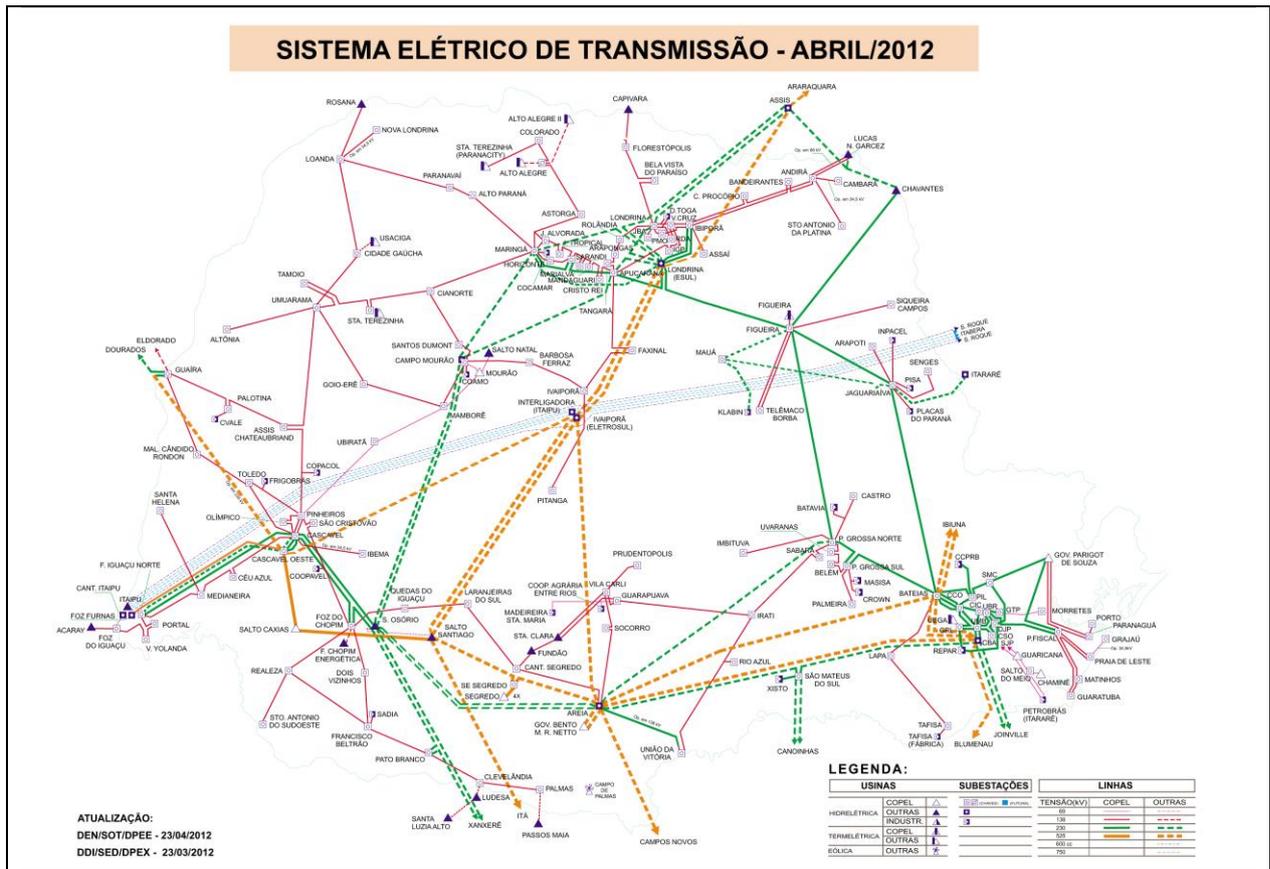


Figura 15 – Mapa Geométrico do Paraná.
Fonte: COPELc (2014).

A Figura 15 aponta todas as linhas de transmissão localizadas no estado do Paraná em operação no ano de 2012, sendo as linhas apresentadas contínuas, são representadas por responsabilidade da Copel, e as linhas tracejadas por outras companhias do estado. A cor representa o nível de tensão que a linha opera, a qual a linha da cor rosa representa tensões de 69kV_{ca}, a cor vermelha para tensões de 138kV_{ca}, a cor verde para 230kV_{ca}, a cor laranja para 525kV_{ca}, a cor cinza para 600kV_{cc} e a cor azul para tensões de 750kV_{cc}.

Na Figura 16, mostra com aproximação da Figura 15, as linhas localizadas na região oeste do Paraná. Nela é possível ver as três linhas estudadas.

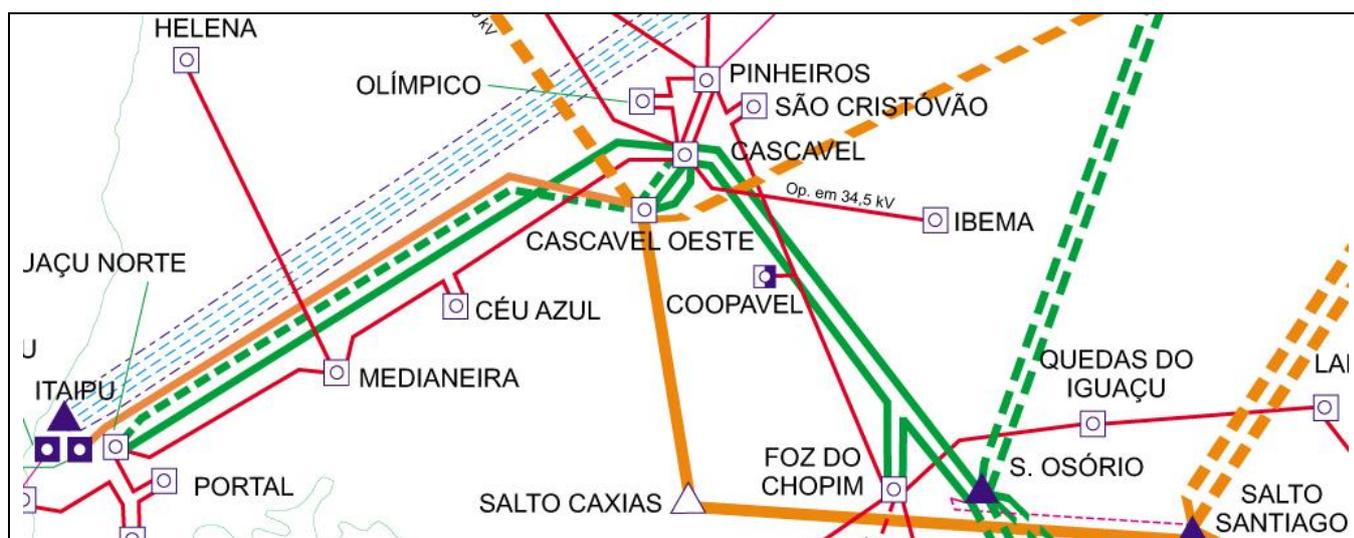


Figura 16 – Mapa Geométrico Região Oeste Paranaense.
Fonte: Adaptado de COPELc (2014).

Como mostra a Figura 16, pode-se observar que as linhas estudadas são representadas como as linhas contínuas de cor laranja (525kV). Os trajetos são de: Salto Santiago a Salto Caxias (LT1 SCX-SSA), Salto Caxias a Cascavel (LT2 SCX-CVO) e Cascavel a Foz do Iguaçu (LT3 CVO-STFI).

3.2 RAP DA COPEL

Os valores da RAP da Copel e das linhas estudadas foram retirados dos Relatórios Anuais de Gestão de Sustentabilidade (2011) e Relatórios Anuais de Responsabilidade Socioambiental (2013) da Copel Geração e Transmissão S.A., bem como Informativos da ANEEL (2014) e Relatórios Consolidados de Auditoria Independente (CVM).

3.3 PROCEDIMENTOS PARA DEFINIÇÃO DE CUSTOS DE INSPEÇÃO E MANUTENÇÃO DAS LINHAS ESTUDADAS

Foram levantados junto ao setor de manutenção da empresa os salários médios brutos para os profissionais eletricitas, técnicos e engenheiros de LT, fazendo a media salarial dos profissionais de cada categoria, no setor e manutenção de linhas, que trabalham especificamente na manutenção das linhas estudadas.

Aos salários médios de cada categoria foi multiplicado o fator de 1,52 proveniente dos principais encargos sociais (11% INSS, 8% de FGTS, 15% IR e 3% SAT/FAP/GILRAT além de serem considerados um doze avos do 13º salário e 1/3 constitucional de férias). Esta grandeza foi denominada como custo HH (homem.hora).

Aquelas intervenções nas quais não foi informado o número de empregados participantes da inspeção (ou intervenção) foi adotado, neste estudo, uma equipe com três eletricitas, para cálculo do custo HH.

Também foram levantados os valores de material utilizado nas manutenções, conforme observado nos registros de cada manutenção. Os valores foram retirados do sistema de manutenção da empresa (GMT®).

Por fim, o custo médio de deslocamento foi calculado levando em conta os valores de manutenção gastos nos veículos usados pelas equipes de linhas de transmissão, somados ao valor do combustível e também da depreciação. Todos proporcionais a 1 km rodado. Desta forma foi calculado, pela média simples, o rendimento do veículo utilizado nos serviços de linhas.

As informações relacionadas à execução dos serviços foram retiradas dos registros feitos nas Ordens de Serviço (OS), nos quais se obteve o tempo de inspeção, distância percorrida, profissionais participantes dos serviços, veículos utilizados, tempo gasto em deslocamento e insumos aplicados.

Com estes dados foi possível determinar o valor gasto em cada uma das inspeções realizadas bem como das manutenções preventivas e corretivas no período analisado.

- a) Custos com Inspeções: Fornecido o tempo total da inspeção na ordem de serviço, foi estimada com base nos registros históricos, a proporção atribuída para a efetiva inspeção, para manutenções preditivas e também para o deslocamento.

Com o tempo de efetivo inspeção foi calculado o custo da inspeção multiplicando-se o número de profissionais que atuaram no serviço pelo custo homem.hora.

O custo da manutenção preditiva foi definido pela multiplicação do valor homem.hora pelo tempo gasto nesta manutenção, somando-se ainda, quando informado na OS, o material utilizado.

Para definição do custo de deslocamento foi multiplicado o tempo de deslocamento constante na OS pelo custo homem.hora dos profissionais, somando-se a isso a relação custo médio do km rodado pela distancia percorrida.

- b) Custos com Manutenções em Desligamentos Programados: Os dados de desligamento programado foram retirados de Solicitação de Intervenção no Sistema Copel (SISC), em que se pode observar o período de deslocamento, atividade executada e a condição operativa.

Nestas manutenções o custo foi definido pela multiplicação do valor homem.hora dos profissionais envolvidos no serviço somado com o material utilizado (valores encontrados na OS correlata cada SISC).

Para definição do custo de deslocamento foi multiplicado o tempo de deslocamento constante na OS pelo custo homem.hora dos profissionais que participaram do serviço, somando-se a isso o custo médio do km rodado multiplicado pela distancia percorrida.

- c) Custos com Manutenções em Desligamentos Não Programados: As manutenções que ocorrem de forma emergencial e não programada, provenientes de desligamentos não previstos ocasionados por falhas ou defeitos no SEP. O custo desta manutenção foi definido pelo material utilizado no conserto da falha ou defeito somado ao valor homem.hora (definido pela multiplicação do valor unitário de homem.hora dos profissionais envolvidos no serviço), relacionando ainda, o tempo gasto para detecção do defeito (denominado pela COPEL como tempo utilizado para “correr” a linha).

O custo de deslocamento, nesta manutenção, é expressivamente maior do que na manutenção programada, devido ao fato de que para “correr” a linha as equipes de manutenção realizam inspeção em todas as torres e toda extensão de cabos até encontrar o ponto de falha ou defeito.

Para definição do custo de deslocamento foi multiplicado o tempo de deslocamento necessário para a detecção do defeito pelo custo homem.hora dos profissionais que “correram” a linha, somado à relação custo médio do km rodado (maior do que aquele do desligamento programado) multiplicado pelo comprimento total da linha.

Neste caso foi estimada velocidade média de 40km/h para o deslocamento de veículos em estradas rurais. Dados fornecidos pelo Engenheiro de Linhas na entrevista realizada.

Outro fator verificado neste estudo foi o horário dos desligamentos, no intuito de constatar o aumento do custo proveniente do pagamento de horas extras.

3.4 SIMULAÇÃO DAS PERDAS DA RAP COM DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS PARA MANUTENÇÕES

Por meio da aplicação simulação de intervenção do *software* GMT®, foram simuladas manutenções com duração de 1 minuto (falha momentânea - FM), 2 minutos, 1 hora, 4 horas e 9 horas. Algumas telas da simulação são apresentadas nos Anexos 1 a 10. Com os dados da simulação foram observados os valores de desconto da RAP, intitulados parcelas variáveis.

3.5 SIMULAÇÃO DAS PERDAS DA RAP COM DESLIGAMENTOS NÃO PROGRAMADOS

Por meio da aplicação “simulação de intervenção” do *software* GMT®, foram simuladas manutenções com duração de: 1 minuto (falha momentânea-FM), 2 minutos, 1 hora, 4 horas e 9 horas.

Com os dados da simulação foram observados os valores de desconto da RAP, intitulados parcelas variáveis.

A forma de diferenciar esta simulação daquela citada no capítulo 3.3 foi alterar a opção tipo de desligamento no sistema GMT® da empresa, que no capítulo anterior era “programada”, para “outros”. Esta diferença é visualizada no Anexo 1 (já citado).

3.6 ESTIMATIVAS DE IMPACTO DOS DESLIGAMENTOS NO FATURAMENTO DA EMPRESA

Realizado o levantamento de desligamentos com implicação da Parcela Variável (PV), provenientes do Conjunto de equipamentos (disjuntor e chaves seccionadoras) utilizados para proteger determinada função elétrica (linha, transformador) (BAY) de transmissão da COPEL, foi identificada quantitativamente a contribuição das falhas das linhas de transmissão estudadas (LT_{UTSOE}) em relação a todas as LT da concessionária (LT_{COPEL}), aos BAY pertencentes à região mantida pela UTSOE (BAY_{UTSOE}) e a todos BAY de transmissão da concessionária (BAY_{COPEL}).

Os dados usados nessa análise encontram-se na tabela 4.x e são:

- a) Data da ocorrência
- b) Período indisponível
- c) Função/BAY
- d) Causa provável
- e) Desconto de Parcela Variável

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados tanto os custos com inspeção e com manutenção nas três Linhas de Transmissão analisadas, como também as receitas anuais e perdas de receita provenientes de desligamentos.

4.1 RECEITA ANUAL PERMITIDA

A Receita Anual Permitida total da Copel G&T, bem como das três linhas analisadas neste estudo são apresentadas na Tabela 2:

Tabela 2 – Distribuição das RAP das três linhas estudadas no período de 2008 à 2013.

	RAP 2008-09 (R\$)	RAP 2009-10 (R\$)	RAP 2010-11 (R\$)	RAP 2011-12 (R\$)	RAP 2012-13 (R\$)
LT/ CVO-STFI	0	0	3.885.288,31	7.770.576,62	7.770.576,62
LT/ SCX-CVO	2.559.109,54	2.710.921,13	2.871.738,48	2.567.993,00	2.871.738,48
LT/SCX-SSA	3.627.338,25	3.842.519,34	4.070.465,40	3.639.929,86	4.070.465,40
COPEL G&T	255.322.889,77	283.376.154,17	259.782.540,62	293.544.721,08	137.242.178,06

Fonte: Adaptado de Copel (2014).

Os valores obtidos da tabela foram calculados anualmente, feitos normalmente no segundo semestre de cada ano, valendo por 1 ano. Para obtenção dos cálculos são levados em consideração aos ajustes tributários. Pode-se perceber na tabela que a RAP das três linhas estudadas, no período 2012-2013, foi de R\$ 14.712.780,50, equivalente a 10,72% de todo o faturamento da transmissora (no mesmo período). Essa receita é relacionada somente aos ativos de transmissão da Copel G&T (que possui também ativos de geração e de telecomunicações).

4.2 CUSTOS COM INSPEÇÕES E MANUTENÇÕES

No período analisado as linhas de transmissão tiveram o total de 182 inspeções, sendo 94 na LT/SCX-SSA, 68 na LT/ SCX-CVO e 20 na LT/ CVO-STFI.

Nestas inspeções foram apontadas 70 intervenções classificadas como manutenções preventivas por apresentarem algum tipo de falha no momento da sua detecção e 112 intervenções caracterizadas como manutenções preditivas por terem sido feitas antes de qualquer sintoma de falha ou defeito. Conforme a Tabela 3, observa-se ainda que foram registradas 3 manutenções corretivas na LT/SCX-SSA.

Tabela 3– Número de inspeções e manutenções realizadas nas LT estudadas

	Entrada em operação	Nº total de Inspeções	Manutenção Preditiva	Manutenção Preventiva	Manutenção Corretiva
LT/ CVO-STFI	2011	20	12	8	0
LT/ SCX-CVO	2005	68	42	26	0
LT/SCX-SSA	1992	94	58	36	3
TOTAL		182	112	70	3

Fonte: Adaptado de Copel (2014).

Depreende-se da Tabela 3 que as manutenções preventivas ocorridas durante as inspeções representam 38,45% de todas as manutenções, enquanto as preditivas equivalem à 61,55% do total.

4.2.1 Custos de homem.hora utilizados nas Inspeções

Neste capítulo são calculados o tempo e o valor monetário das equipes que atuaram nas linhas para a atividade de inspeção. As equipes foram elaboradas e dimensionadas conforme critérios do Engenheiro de Linhas da Copel usando critérios como disponibilidade, número de atividades concomitantes, distância a ser percorrida ou outros fatores momentâneos e definidores da decisão.

A tabela 4 apresenta os dados referente ao total de homem.hora (HH), relacionando com as distancias percorridas, e assim levando os custos com essas atividades.

Tabela 4 – Dados das inspeções, relacionando com o homem.hora total e deslocamento.

	CVO-SCX	CVO-STFI	SCX-SSA
Número Total de inspeções	68	20	94
Inspeções sem intervenção	56	16	71
Homem.hora total (HHT)	8.955	4.431	9.502
Média (HHT/Inspeção)	159,91	276,94	133
Custo total com insumo HHT (R\$)	1.491.817,17	2.099.599,33	2.491.098,38
Distância Percorrida (km)	Não Informado	42.756	12.017
Homem.hora em deslocamento (HHD)	4.366	Não Informado	8.566
Média (HHD/Inspeção)	77,96	Não Informado	120
Custo total com insumo HHD (R\$)	699.520,41	5.462.612,78	2.355.152,90
Custo total com insumo Homens.Hora (R\$)	2.190.537,58	7.562.212,11	4.846.251,28

Fonte: Adaptado de Copel (2014).

Depreende-se da tabela 4, que os valores dos custos total de insumo de HH foi de R\$ 14.599.000,97, dos quais 41,66% foram relacionados à efetiva inspeção enquanto 49,34% foram gastos em deslocamento de pessoal.

Os dados apresentados são relacionados a “vida” das linhas estudadas desde a sua entrada em operação.

Foi observado que a LT CVO-SCX apresentou a média de 237,87 HH por inspeção, a LT SCX-SSA apresentou 253 HH por inspeção e a LT CVO-STFI apresentou 276,94 HH por inspeção.

A LT CVO-STFI foi que apresentou maior valor de HH, mostrando que a empresa tem feito varias inspeções e dedicado esforços na manutenção da ótima condição de operação, sobre justificativa de ter a maior RAP das linhas estudadas, representando aproximadamente 5% do faturamento da transmissora no período 2012/2013.

4.2.2 Custos de homem.hora utilizados nas manutenções

Na tabela 5 é descrito o número de manutenções preventivas realizadas a partir das inspeções feitas.

Tabela 5 – Custos das manutenções preventivas, relacionando homem.hora total e materiais utilizados.

	CVO-SCX	CVO-STFI	SCX-SSA
Número Total de inspeções	68	20	94
Inspeções com manutenção preventiva	26	8	36
Homem.hora total (HHT)	7.089	1.174	30.383
Média (HHT/Inspeção)	272,65	146,75	843,97
Custo total com insumo Homem.hora	R\$ 246.187,57	R\$ 50.723,98	R\$ 1.304.266,73
Custo total com insumo Material	R\$ 13.704,00	R\$ 223,00	R\$ 175.451,00
Custo total (material + HH)	R\$ 259.891,57	R\$ 50.946,98	R\$ 1.479.717,73

Fonte: Adaptado de Copel (2014).

A partir da Tabela 5, pode-se entender o que os valores gastos pela SCX-SSA é muito superior às demais linhas, por tratar-se de uma linha que está muito mais tempo em operação, gerando maiores correções e materiais substituídos.

Os dados apontam um total de 7.089 inspeções na LT CVO-SCX, com uma média de 272,65 por inspeção, 1.174 inspeções na LT CVO-STFI, com uma média de 146,75 por inspeção e 30.383 inspeções na LT SCX-SSA, com uma média de 843,97 por inspeção.

Os custos de insumos aplicados na LT CVO-STFI são menores, devido o tempo de operação que ela está.

Não foi possível obter dados detalhados dos custos de manutenção corretiva, desta forma os insumos e valores de homens.hora não foram considerados neste tipo de manutenção.

4.3 PERDAS NA RECEITA ANUAL PERMITIDA

A Tabela 6 apresenta as Perdas de RAP ocasionadas pelos Desligamentos Programados para Manutenções.

Tabela 6 – Perdas de Receita causadas por desligamentos programados nas LT de junho/2008 a Maio/2013.

Referencia.	LT	Tempo deslig.	Perda de RAP	Insumo	homem.hora	Custo da intervenção
		(h)	(R\$)	(R\$)	(R\$)	(R\$)
2008/2009	SCX-SSA	3h39	293.219,89	161,16	1.069,44	294.450,49
2012/2013	SCX-SSA	1h32	6.716,88	1.336,56	6.692,75	14.746,19

Fonte: Adaptado de Copel (2014).

Conforme a Tabela 6 pode-se observar que apenas a LT SCX-SSA apresentou desligamentos programados no período apresentado, com um total de desligamentos de 311 minutos, e uma média de 155,5 minutos por operação. Sendo o custo total das intervenções de R\$ 309.196,68, tendo como custo unitário do desligamento 1, R\$ 1.344,52 por minuto (o que caracteriza este desligamento como emergencial) e do desligamento 2, de R\$ 160,28 por minuto, programado com a antecedência de 30 dias, conforme caracterizado pela Nota técnica 181/2014 da ANEEL. O que representa um custo médio de R\$ 877,73 por minuto de indisponibilidade, sendo o valor da PV equivalente a 97% do custo envolvido.

Já a tabela 7, que segue, apresenta as Perdas de RAP, no período avaliado, ocasionadas por Outros Desligamentos, termo denominado pela ANEEL para representar falhas ou defeitos com saída de operação da LT.

Tabela 7 - Dados apresentados relacionados aos Desligamentos Não Programados da LT de Junho/2008 a Maio/2013.

LT	Tempo deslig.	Perda de RAP	RAP	Insumo	homem.hora	Custo da Intervenção
		(R\$)	(R\$)	(R\$)	(R\$)	(R\$)
SCX-SSA	1h 52	349.218,00	3.627.338,25	NI	NI	349.218,00

Fonte: Adaptado de Copel (2014).

A tabela 7 mostra o custo total da única parada ocorrida, no período de 2008 à 2009. O valor descontado refere-se a defeito não detectado pelas inspeções periódicas, nem previsto pela equipe de manutenção de linhas.

O tempo total do desligamento foi de 112 minutos, sendo o custo total de R\$ 349.218,00, implicando no valor de R\$ 3.118,01 por minuto desligado.

Neste tempo de desligamento esteve compreendida a chamada da equipe de plantão que percorreu o trecho urbano da referida linha, não encontrou defeito visual e autorizou uma tentativa de energização que foi bem sucedida.

Conforme relatos do Engenheiro de Manutenção, este desligamento foi provocado pelo toque de árvores em um dos condutores fase da linha devido ao vento forte, em um dia de temporal. Outros relatos da entrevista mostram que no insucesso desta tentativa de energização, o procedimento da equipe de manutenção seria percorrer toda extensão da referida linha procurando o defeito – que provavelmente não seria encontrado por ter se extinguido em seguida ao contato. Fato este que deixaria a LT desligada por tempo muito maior, implicando desconto expressivamente maior.

Com base na metodologia apresentada foi calculado o tempo de 4h30 para percorrer toda linha de transmissão referida (LT/SCX-SSA) e supondo o deslocamento de uma equipe com três eletricitas (HHD de 13h30) estima-se que esta falha poderia ter custado à empresa R\$ 1.191.499,42 totais sendo 0,035 % em HHD e 99,965% em perda de RAP (R\$ 1.191.079,70).

4.3.1 Simulação dos Descontos na RAP Provenientes de Desligamentos (*Operation-off*) Programadas para intervenções da manutenção e Não Programadas

Neste capítulo são apresentadas as Simulação dos Descontos na RAP Provenientes de Desligamentos (*Operation-off*) Programadas para intervenções da manutenção e Não Programadas

Tabela 8 – Dados da Simulação da PV entre os tempos de 1 minuto à 9 horas, relacionando os valores gastos e comparando com a manutenção programada e não programada para a SCX-SSA.

SCX-SSA	Programada Normal	Programada Emergencial	Não Programada
1 minuto (FM)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
2 minutos	R\$ 50,66	R\$ 151,97	R\$ 2.279,61
60 minutos	R\$ 1.519,74	R\$ 4.559,21	R\$ 40.863,43
4 horas	R\$ 6.078,95	R\$ 18.236,85	R\$ 160.606,33
9 horas	R\$ 13.677,64	R\$ 41.032,92	R\$ 360.177,83

Fonte: GMT® (2014).

A partir da tabela 8, nota-se claramente o aumento significativo do valor da parcela a ser descontada denotando o incentivo da ANEEL à realização das manutenções preventivas (em detrimento das manutenções corretivas), sendo cobrado maior valor com os desligamentos não programados (ou outros desligamentos). Implicando, estes últimos em maiores perdas de Receita para a empresa.

A Tabela 9 descreve para os custos da LT CVO-SCX, juntamente com os custos simulados para também em 1 minuto, 2 minutos, 60 minutos, 4 horas e 9 horas. Com os valores de acordo com os tipos de manutenções.

Tabela 9 – Dados da Simulação da PV entre os tempos de 1 minuto à 9 horas, relacionando os valores gastos e comparando com a manutenção programada e não programada para CVO-SCX.

<i>Continua</i>			
CVO-SCX	Programada Normal	Programada Emergencial	Não Programada
1 minuto (FM)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
2 minutos	R\$ 35,74	R\$ 107,22	R\$ 1.608,28
60 minutos	R\$ 1.072,18	R\$ 3.216,55	R\$ 28.829,40
4 horas	R\$ 4.288,73	R\$ 12.866,21	R\$ 113.308,75
9 horas	R\$ 9.649,66	R\$ 28.948,98	R\$ 254.107,68

Fonte: GMT® (2014).

Como na Tabela 8, a Tabela 9 mostra a diferença dos custos de uma manutenção para outra.

E a última LT estudada CVO-STFI, foram feitas simulações com os mesmos tempos das anteriores. Tabela 11.

Tabela 10 – Dados da Simulação da PV entre os tempos de 1 minuto à 9 horas, relacionando os valores gastos e comparando com a manutenção programada e não programada para a CVO-STFI.

CVO-STFI	Programada Normal	Programada Emergencial	Não Programada
1 minuto (FM)	R\$0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
2 minutos	R\$ 108,45	324,44	4.866,54
60 minutos	R\$ 3.244,36	9.733,08	145.996,14
4 horas	R\$ 12.977,43	38.932,30	583.984,56
9 horas	R\$ 29.199,22	87.597,68	768.913,01

Fonte: GMT® (2014).

A Tabela 10, como as demais Tabelas (8 e 9), também apresentou valores muito significativos, comparando com cada tipo de manutenção.

As três linhas apresentadas apontaram um maior valor nas manutenções não programadas, as quais geram maior perda de receita.

Nos três casos apresentaram valores R\$ 0,00 para simulações de 1 minuto, tolerância estipulada pela empresa.

Simulando os desligamentos registrados nestas três linhas classificando-os como “Outros Desligamentos” obtém-se a tabela 11, a seguir.

Tabela 11 – Simulação da Perda de Receita com os Desligamentos Programados (Manutenções Preventivas) Transformados em Outros Desligamentos (Manutenções corretivas).

LT	Tempo deslig. (h)	Tempo detecção da falha. (h)	Perda de RAP (R\$)	Insumo (R\$)	homem.hora (R\$)	Custo da intervenção (R\$)
SCX-SSA	3h39	4h30	2.932.198,90	461,96	1.770,88	2.934.431,74
SCX-SSA	1h32	4h30	67.168,80	2.037,95	7.762,24	76.968,99

Fonte: Adaptado de Copel (2014).

O valor da perda de RAP considerado foi 9,73 vezes maior do que o original no desligamento 1, e 18 vezes maior no desligamento 2, conforme a Nota técnica 181/2014 da ANEEL. No cálculo dos insumos foram somadas as despesas de deslocamento da equipe que correu a linha buscando o defeito (salário e depreciação do veículo).

Relacionando este custo estimado com as despesas das inspeções realizadas durante toda a vida da linha (R\$ 4.846.251,28) é possível verificar que apenas dois desligamentos da mesma ordem de tempo do desligamento 1, são suficientes para reduzir a receita em um valor equivalente aquele gasto para realizar as inspeções.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho apresentou-se o levantamento de desconto de parcela proveniente de indisponibilidade, custos de pessoal, insumos e transporte aplicados na manutenção das três linhas estudadas e, a partir disso, foi possível visualizar os gastos da manutenção das linhas de transmissão.

Verificou-se que as perdas da RAP são maiores em desligamentos não programados de forma a incentivar a realização de manutenções preditivas (inspeções e intervenções *priori* à detecção de defeitos) e preventivas (antecipadas à falha).

Constatou-se, também, a viabilidade de usufruir de inspeções visuais terrestres para detecção dos problemas, a fim de reduzir as perdas da RAP.

A realização de manutenções preditivas, ocorrendo de forma concomitante às inspeções, minimiza o custo e deslocamento das equipes de manutenção. Tendo a empresa que limitar (ou definir quais serão as tarefas que poderão ser executadas nesta modalidade).

Com a utilização de detecção de defeitos e agendamento das manutenções preventivas, a empresa pode escolher realizar o serviço com a programação de desligamentos (se necessários) ou utilizando-se das técnicas de intervenção com linha viva.

Os desligamentos não programados (classificados pela ANEEL como outros) geraram altos custos para a concessionária, sendo em simulações voltadas à projeção de inspeções para detecção de falhas mostrou que a PV representa 99% dos custos, enquanto o deslocamento e a depreciação pelo uso dos veículos não passaram de 1%. Assim, conclui-se que as manutenções corretivas não são práticas exequíveis neste setor em virtude dos cálculos realizados para obtenção do valor da PV (desconto da Receita Anual Permitida) contabilizando nelas o tempo de deslocamento para a detecção da falha.

5.2 SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS

Como trabalhos futuros, sugere-se:

- a) Expandir este estudo para todas as linhas de 500 kV_{ca} da COPEL, bem como para as linhas de tensão 230kV_{ca};
- b) Abranger todas as linhas de transmissão do estado do Paraná neste nível de tensão, envolvendo outras empresas transmissoras de energia elétrica; e
- c) A extensão desta pesquisa para linhas com outros níveis de tensão na região, verificando as diferenças normativas entre transmissoras e distribuidoras de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

ABRADEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA – **Linhas de Transmissão**. Brasília. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica>>. Acesso em Novembro de 2013.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR-5462**, Confiabilidade. Rio de Janeiro, 1981. Pg. 17.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Receita Anual Permitida**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=704>>. Acesso em 09 de Julho de 2014.

ANELL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 181 /2014. **Proposição de aprimoramentos à regulamentação que trata da qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica associada à disponibilidade e à capacidade operativa das instalações sob responsabilidade de concessionárias de transmissão e integrantes da Rede Básica**. 17 de Julho de 2014.

CBO Ltda – **Loja de produtos para Linhas de Transmissão**. Disponível em: <http://www.linhadetransmissao.com.br/produtos_para_lts/isoladores_polimericos.htm>. Acesso em 16 de Novembro de 2013.

COPEL_a – Companhia Paranaense de Energia. **Linha morta em manutenção de linhas de transmissão. 2014**. Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/root/pagcopel2.nsf/0/7BCC9DD52111C981032576CF00490DFF/\\$FILE/5800%20MANUTEN%C3%87%C3%83O%20DE%20LINHAS%20E%20TRANSMISS%C3%83O%20EM%20LINHA%20MORTA_Rev%202013.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/pagcopel2.nsf/0/7BCC9DD52111C981032576CF00490DFF/$FILE/5800%20MANUTEN%C3%87%C3%83O%20DE%20LINHAS%20E%20TRANSMISS%C3%83O%20EM%20LINHA%20MORTA_Rev%202013.pdf)> . Acesso em 26 de Junho de 2014.

COPEL_b – Companhia Paranaense de Energia. **Manutenção do Sistema de Transmissão. 2014**. Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FC68139C748874539032574090068D065> Acesso em 22 de Junho de 2014.

COPEL_c – Companhia Paranaense de Energia. **Mapa Geométrico do Paraná. 2014**. Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Ftransmissao%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FAA05A48B08082B3A03257410006EE836> Acesso em 12 de Maio de 2014.

COPEL – Companhia Paranaense de Energia. **Relatório Anual de Gestão e Sustentabilidade 2010**. 2010. Disponível em: <http://www.copel.com/relatoriosanuais/2010/pt/relatorio/01_08.htm>. Acesso em 12 de Julho de 2014.

COPEL – Companhia Paranaense de Energia. **Relatório Anual de Gestão e Sustentabilidade 2011**. 2011. Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/relatorio2011/\\$FILE/RelAnual11.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/relatorio2011/$FILE/RelAnual11.pdf)>. Acesso em 12 de Julho de 2014.

COPEL – Companhia Paranaense de Energia. **Relatório Anual de Responsabilidade Socioambiental**. 2013. Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/ri/sitearquivos2.nsf/arquivos/relatorio_socioambiental_get_2013/\\$FILE/Relatorio_Sustentabilidade_GeT_2013.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/ri/sitearquivos2.nsf/arquivos/relatorio_socioambiental_get_2013/$FILE/Relatorio_Sustentabilidade_GeT_2013.pdf)>. Acesso em 12 de Julho de 2014.

COPEL_d – Companhia Paranaense de Energia. **Sistema de Transmissão da Copel**. 2014. Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F5112236FF3E3BABD0325740900681598> Acesso em 04 de maio de 2014.

FESP – **Loja de produtos de segurança e proteção ao trabalho**. Disponível em: <<http://www.fesp.com.br/aerea900-60FV.htm>>. Acesso em: 30 de Janeiro de 2014.

GOMES, G. F. e BARONI, T. D' AQUINO, **Manutenção Preditiva por Ferrografia**. **Revista Mundo Mecânico**, Fevereiro de 1990(24 – 28).

GS. Proteção contra cargas elétricas atmosféricas. **Aterramento**. Disponível em: <http://www.gomesdesouza.com.br/imagens/cerca_parte1.jpg>. Acesso em 25 de maio de 2014.

GREJO, Ricardo I. **Manutenção em cadeia de isoladores de linhas de transmissão de energia elétrica**. / Ricardo Inforzato Grejo. – Lins, SP. Unilins, 20?. Disponível em: <http://sobes.org.br/s/wpontent/uploads/2009/08/manutencao_em_cadeias_de_isoladores_de_linhas_de_transmissao1.pdf>. Acesso em : 02 de Julho de 2014.

KARDEC, Alan; NASCIF, Júlio. – **Manutenção: Função Estratégica**. 1ª edição 1998, editora Quality Mark – Rio de Janeiro – RJ.

LEÃO, Ruth. **Apostila sobre aspectos da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica – GTD**. UFC – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2009.
LICZBINSKI, C.R. **Modelo de informações para o gerenciamento das atividades das pequenas indústrias de produtos alimentares do Rio Grande do Sul**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2002.

LIMA, Antônio Carlos Siqueira de. **Componentes de uma Linha de Transmissão**. UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro. 20?. Disponível em: <http://www.dee.ufrj.br/~acsl/grad/transm/notas_de_aula/tree2.html>. Acesso em 02 de Dezembro de 2013.

LUMITRANS. **Companhia Transmissora de Energia Elétrica**. Relatório consolidado de supervisão ambiental nº14 solicitação de supervisão da LO. São Paulo. Maio de 2013

MATOS, Wiriton Silva de. **Redução de Custos em Manutenção de Equipamentos Mecânicos**. Revista Mundo Mecânico, Julho 1980. (24-27)

METALICA. **Torres de transmissão de energia**. Disponível em: <<http://www.metalica.com.br/torres-de-transmissao-de-energia>>. Acesso em 01 de Julho de 2014.

MITCHELL, JOHN S. , **Levantamento Eficiente das Condições de Máquinas visando um Desempenho Satisfatório em Produção Ininterrupta**. Apresentadona 84 convention on Advanced MaintenanceTecnology and Diagnostis Techniques, Institution of Diagnostic Engineers, London, September 1984.

NEPOMUCENO, Lauro Xavier. **Técnicas de manutenção preditiva** / Lauro Xavier Nepomuceno – São Paulo: Edgard Blücher, 1989.

NR. NORMA REGULAMENTADORA. **NR-10**. Segurança em Instalação e Serviços em Eletricidade. Disponível em: <<http://www.areaseg.com/nrindex/nr10-rev.html>>. Acesso em 16 de Julho de 2014.

OLIVEIRA, Renata F. **Linhas de transmissão** / Renata Franciane de Oliveira. – Curitiba. PR. UTFPR, 2009.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Acompanhamento de manutenção: visão geral**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_16/Subm%C3%B3dulo%2016.1_Rev_1.0.pdf> . Acesso em 02 de Julho de 2014.

PIRES, Alexandre J. **Robô instalador de esferas de sinalização em linhas de transmissão**. CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz. Araraquara, SP, 2007. Disponível em: <http://www.zonaeletrica.com.br/downloads/transmissao/SNTPEE_GLT-25.pdf>. Acesso em 11 de Julho de 2014.

PLP. **Empresa especializada em segmentos de linhas de transmissão**. Disponível em: <<http://www.plp.com.br/site/component/k2/itemlist/user/62-administrator?start=330>>. Acesso em 02 de Julho de 2014.

PREZI – **Dutovias e Linhas de Transmissão**. Disponível em: <<http://prezi.com/b8zueynupfnf/dutovias-e-linhas-de-transmissao/>>. Acesso em 18 de Novembro de 2013.

SALES, Claudio J. D. **Setor Elétrico Brasileiro: Planejamento de Longo Prazo Versus Pressões de Curto Prazo**. Revista Interesse Nacional. Abril-Junho de 2013. Disponível em: <<http://interessenacional.uol.com.br/index.php/edicoes-revista/setor-eletrico-brasileiro-planejamento-de-longo-prazo-versus-pressoes-de-curto-prazo/>>. Acesso em 6 de Novembro de 2013.

TAKASHIKAZU, Yoshikazu - **TPM/MPT: manutenção produtiva total** / Yoshikazu Takahashi, TakashiOsada; tradução Outras Palavras – São Paulo: Instituto IMAM, 1993.

TONDELLO, Cendar João. **Uma metodologia para gerenciamento do risco de empresas de transmissão**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Florianópolis: UFSC, 2001.

VITRINE 3M – **Loja de equipamentos inovadores**. Disponível em: <<http://www.3minovacao.com.br/vitrine-3m/>>. Acesso em 16 de Novembro de 2013.

WUTTKE, R.; SELLITTO, M. **Cálculo da disponibilidade e da posição na curva da banheira de uma válvula de processo petroquímico**. Revista Produção Online. ISSN 1676 – 1901/ Vol. VIII/ Num. IV/ 2008.

ANEXOS

Anexo 1 – Tela da Simulação da Perda de RAP para Desligamento Programado com duração de 1 minuto para a LT CVO-STFI 525kV_{ca}.

Simulador de Parcela Variável (Servidor Amon)

Ajuda

Subestação: Cascavel Oeste (CVO) Seleção de FTs: LT TF MG BC RT Função transmissão: LT 525 CVO-STFI

Tensão de operação: 525,0 kV Comprimento: 115,70 km

Receita anual permitida: R\$ 8.689.690,32 Padrão de frequência de outros desligamentos: 2

Pagamento base: R\$ 724.140,86 Situação atual da FT: Desligamentos programados ocorridos (hh:mm): 00:00

Entrada em operação: 04/12/2011

Legenda

- Com parcela variável
- Planejamento da manutenção
- Isento de parcela variável
- Evento consistido DNS
- Evento não consistido DNS
- Obra não autorizada

Desligamentos ocorridos e previsões

Novo desligamento Relatório Mostrar planejamento da manutenção

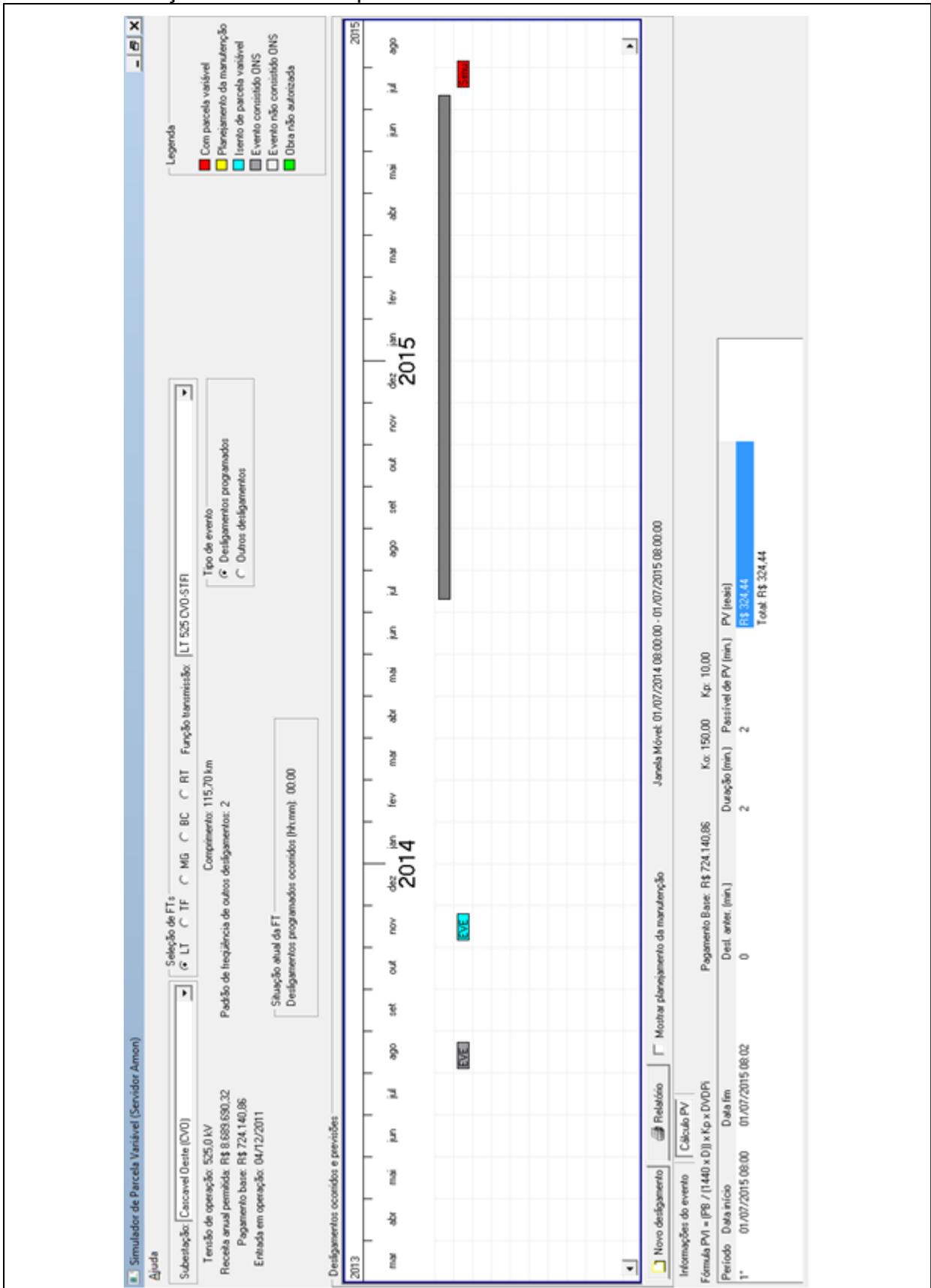
Janela Móvel: 01/07/2014 08:00:00 - 01/07/2015 08:00:00

Informações do evento

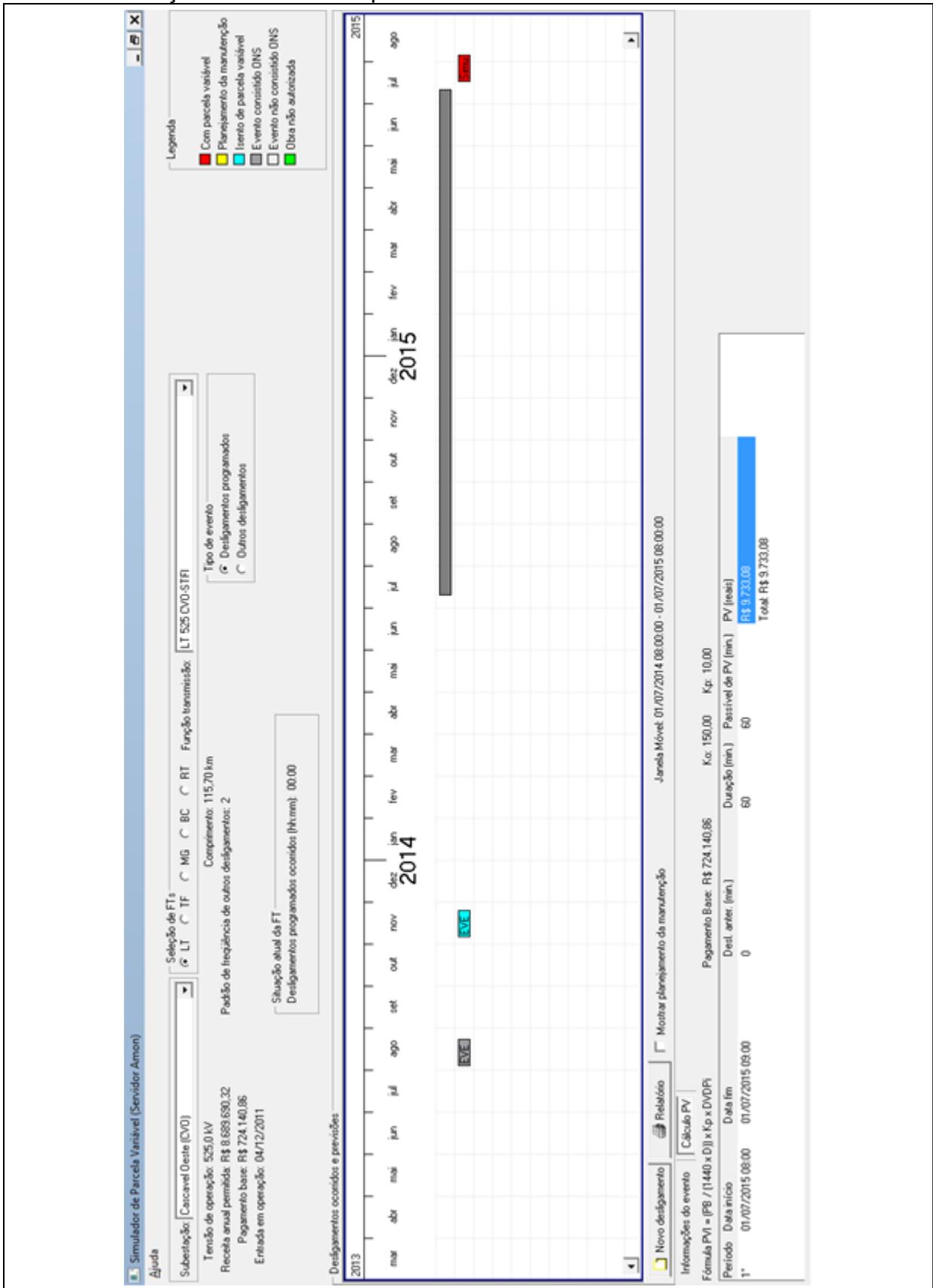
Fórmula PV1 = $(PB / (1440 \times D)) \times Kp \times DVDF1$ Pagamento Base: R\$ 724.140,86 Kc: 150,00 Kp: 10,00

Período	Data início	Data fim	Dest. anter. (min.)	Duração (min.)	Passível de PV (min.)	PV (realis)
1*	01/07/2015 08:00	01/07/2015 08:01	0	1	0	R\$ 0,00
						Total: R\$ 0,00

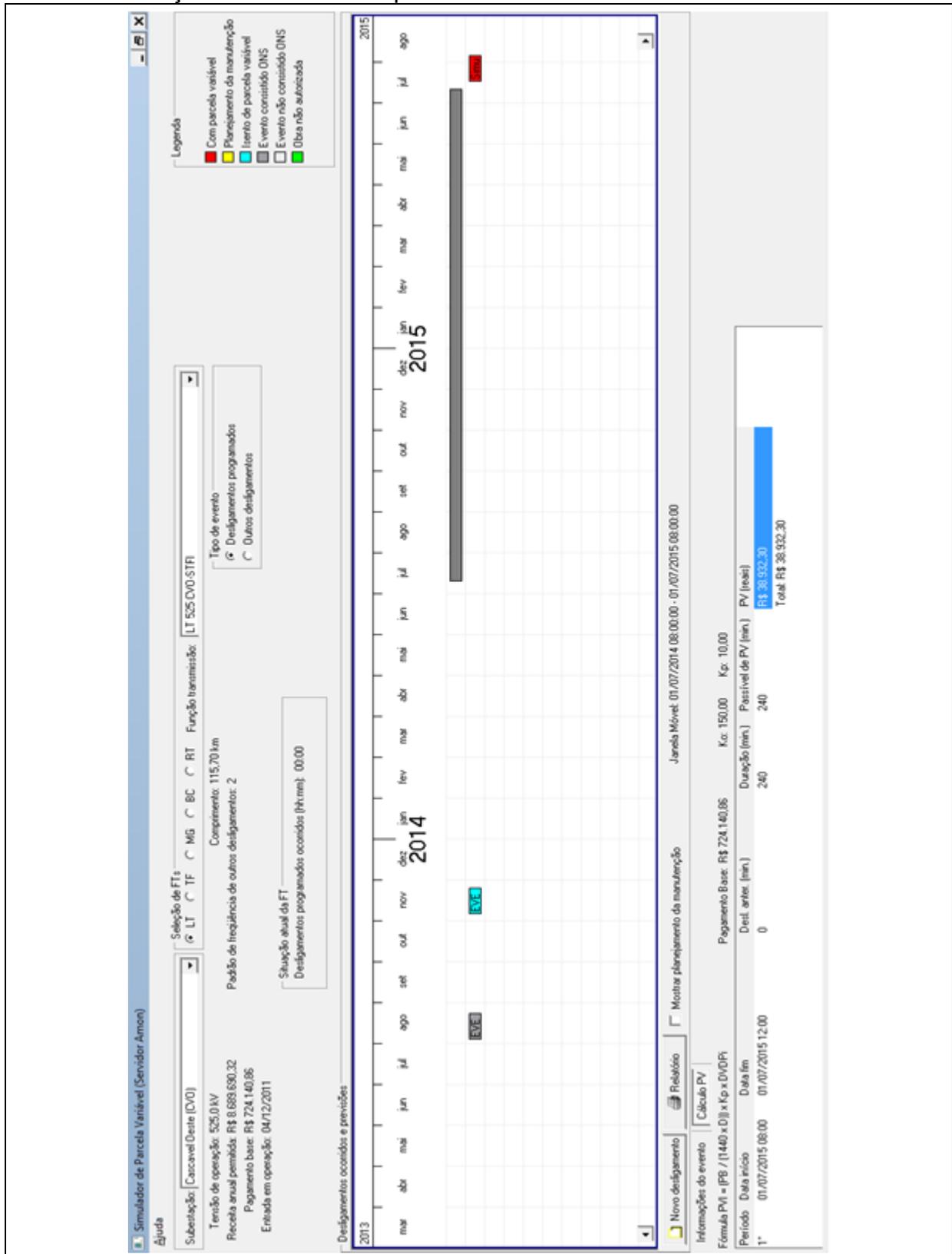
Anexo 2 – Tela da Simulação da Perda de RAP para Desligamento Programado com duração de 2 minutos para a LT CVO-STFI 525kV_{ca}.



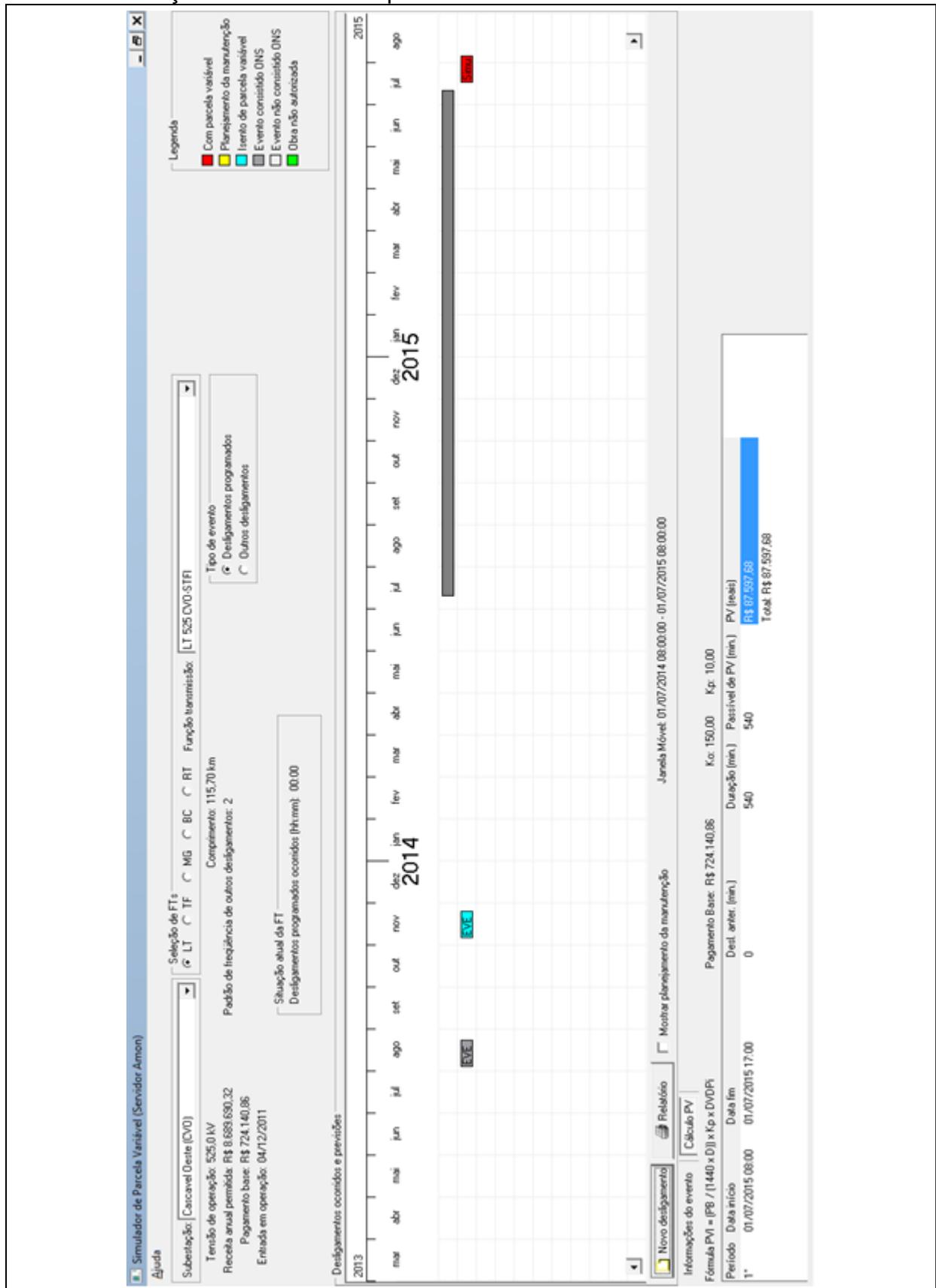
Anexo 3 – Tela da Simulação da Perda de RAP para Desligamento Programado com duração de 60 minutos para a LT CVO-STFI 525kV_{ca}.



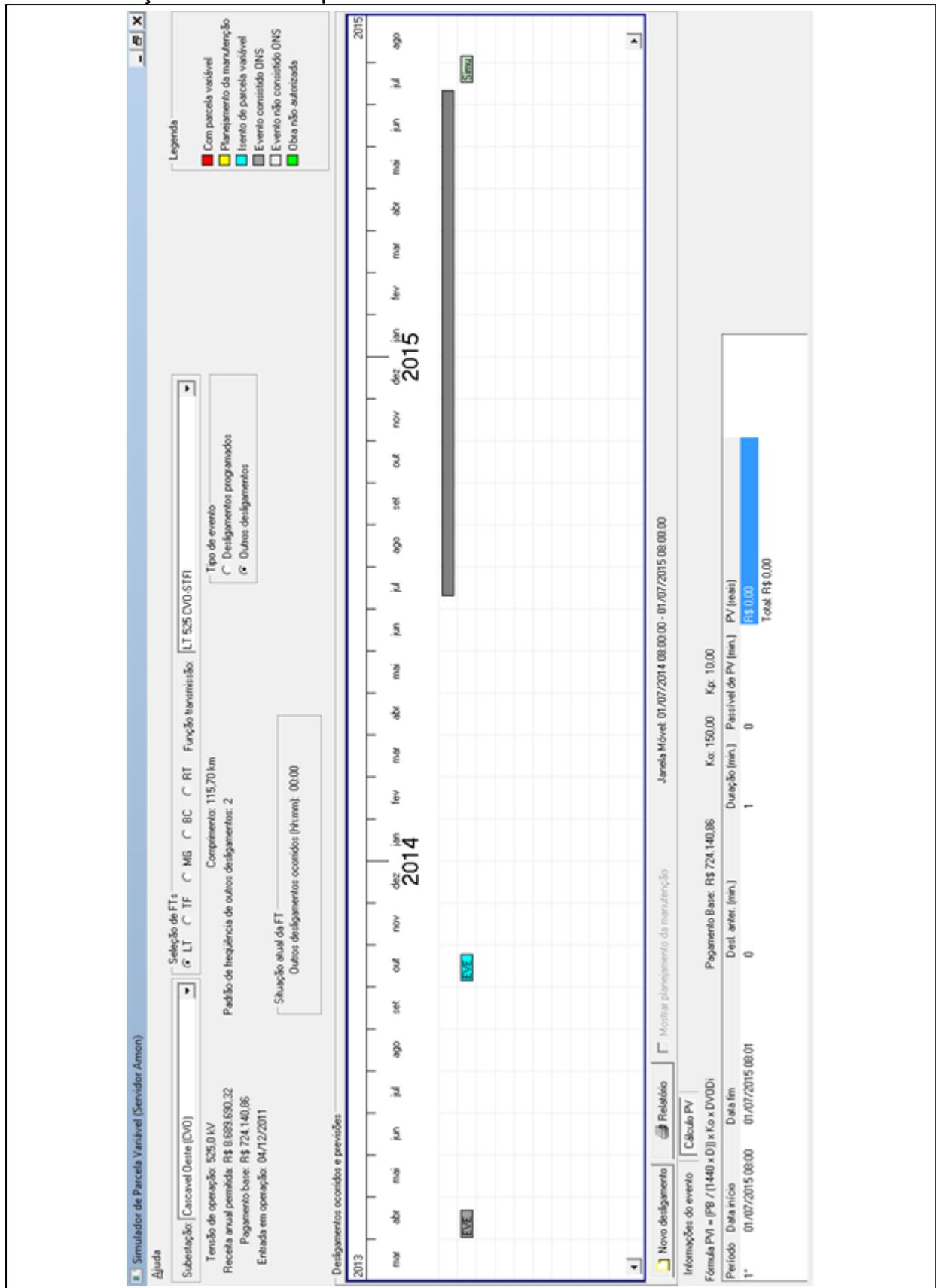
Anexo 4 – Tela da Simulação da Perda de RAP para Desligamento Programado com duração de 240 minutos para a LT CVO-STFI 525kV_{ca}.



Anexo 5 – Tela da Simulação da Perda de RAP para Desligamento Programado com duração de 540 minutos para a LT CVO-STFI 525kV_{ca}.



Anexo 6 – Tela da Simulação da Perda de RAP para Outros Desligamentos com duração de 1 minuto para a LT CVO-STFI 525kV_{ca}.



Anexo 7 – Tela da Simulação da Perda de RAP para Outros Desligamentos com duração de 2 minutos para a LT CVO-STFI 525kV_{ca}.

Simulador de Parcela Variável (Servidor Amon)

Subestação: Caracal/Deite (CVO)

Tensão de operação: 525,0 kV

Receita anual perdida: R\$ 8.693.630,32

Pagamento base: R\$ 724.140,86

Entrada em operação: 04/12/2011

Seleção de FTs

LT TF MG BC RT Funcão transmissão: LT 525 CVO-STFI

Comprimento: 115,70 km

Padrão de frequência de outros desligamentos: 2

Situação atual da FT

Outros desligamentos ocorridos (h:min): 00:00

Legenda

- Com parcela variável
- Planejamento da manutenção
- Evento de parcela variável
- Evento consistido ONS
- Evento não consistido ONS
- Obita não autorizada

Tipo de evento

Desligamentos programados

Outros desligamentos

Desligamentos ocorridos e previsões

Novo desligamento **Relatório** **Motivo planejamento da manutenção**

Janela Móvel: 01/07/2014 08:00:00 - 01/07/2015 08:00:00

Informações do evento **Cálculo PV**

Fórmula PV = (P8 / (1440 * D)) * Ko * DVODi

Período	Data início	Data fim	Dist. anter. (min.)	Duração (min.)	Passível de PV (min.)	PV (reais)
1*	01/07/2015 08:00	01/07/2015 08:02	0	2	2	R\$ 4.856,54
						Total R\$ 4.856,54

Pagamento Base: R\$ 724.140,86 Ko: 150,00 Kp: 10,00

Anexo 8 – Tela da Simulação da Perda de RAP para Outros Desligamentos com duração de 60 minutos para a LT CVO-STFI 525kV_{ca}.

Simulador de Parcela Variável (Servidor Amon)

Ajuda

Subestação: Cascavel Oeste (CVO)

Tensão de operação: 525,0 kV

Receita anual permitida: R\$ 8.689.690,32

Pagamento base: R\$ 724.140,86

Entrada em operação: 04/12/2011

Seleção de FTs

LT TF MG BC RT Funcão transmissão: LT 525 CVO-STFI

Comprimento: 115,70 km

Padrão de frequência de outros desligamentos: 2

Situação atual da FT

Outros desligamentos ocorridos (hh:mm): 00:00

Tipo de evento

Desligamentos programados

Outros desligamentos

Legenda

- Com parcela variável
- Planejamento da manutenção
- Evento de parcela variável
- Evento consistido DNS
- Evento não consistido DNS
- Obra não autorizada

Desligamentos ocorridos e previsões

Janela Móvel: 01/07/2014 08:00:00 - 01/07/2015 08:00:00

Mostrar planejamento da manutenção

Relatório

Informações do evento | Cálculo FV

Fórmula FV = $(FB + (1440 \times DJ)) \times Ko \times DVDDi$

Período	Data início	Data fim	Dest. anter. (min.)	Duração (min.)	Passível de PV (min.)	PV (reais)
1*	01/07/2015 08:00	01/07/2015 08:00	0	60	60	R\$ 145.996,14
						Total: R\$ 145.996,14

Anexo 9 – Tela da Simulação da Perda de RAP para Outros Desligamentos com duração de 240 minutos para a LT CVO-STFI 525kV_{ca}.

Simulador de Parcela Variável (Servidor Amon)

Ajuda

Subestação: Cascavel Oeste (CVO)

Tensão de operação: 525,0 kV

Receita anual permitida: R\$ 8.689.690,32

Pagamento base: R\$ 724.140,86

Entrada em operação: 04/12/2011

Seleção de FTs

LT TF MG BC RT Funcão transmissão: LT 525 CVO-STFI

Comprimento: 115,70 km

Padrão de frequência de outros desligamentos: 2

Situação atual da FT

Outros desligamentos ocorridos (hh:mm): 00:00

Tipo de evento

Desligamentos programados

Outros desligamentos

Legenda

- Com parcela variável
- Planejamento da manutenção
- Isento de parcela variável
- Evento consistido DNS
- Evento não consistido DNS
- Obra não autorizada

Desligamentos ocorridos e previsões

Novo desligamento

Informações do evento

Fórmula FV = $(FB \cdot (1440 \cdot D)) \cdot Ko \cdot DVDDi$

Período: Data início 01/07/2015 08:00 - Data fim 01/07/2015 12:00

Relatório

Mostrar planejamento da manutenção

Janela Móvel: 01/07/2014 08:00:00 - 01/07/2015 08:00:00

Pagamento Base: R\$ 724.140,86

Ko: 150,00 Kp: 10,00

Dest. anter. (min.)	Duração (min.)	Passível de PV (min.)	PV (reais)
0	240	240	R\$ 583.984,56
			Total: R\$ 583.984,56

Anexo 10 – Tela da Simulação da Perda de RAP para Outros Desligamentos com duração de 540 minutos para a LT CVO-STFI 525kV_{ca}.

Simulador de Parcela Variável (Servidor Amon)

Ajuda

Subestação: Cascavel Oeste (CVO)

Tensão de operação: 525,0 kV

Receita anual permitida: R\$ 8.689.690,32

Pagamento base: R\$ 724.140,86

Entrada em operação: 04/12/2011

Seleção de FTs: LT TF MG BC RT Funcão transmissão: LT 525 CVO-STFI

Comprimento: 115,70 km

Padrão de frequência de outros desligamentos: 2

Situação atual da FT: Outros desligamentos ocorridos (hh:mm): 00:00

Tipo de evento: Desligamentos programados Outros desligamentos

Legenda:

- Com parcela variável
- Planejamento da manutenção
- Evento de parcela variável
- Evento consistido DNS
- Evento não consistido DNS
- Obra não autorizada

Desligamentos ocorridos e previsões

Mostrar planejamento da manutenção

Janela Móvel: 01/07/2014 08:00:00 - 01/07/2015 08:00:00

Informações do evento |

Fórmula FV = (FB + (1440 x DJ)) x Ko x DVDDi

Período	Data início	Data fim	Desl. anter. (min.)	Duração (min.)	Passível de PV (min.)	Kp	PV (reais)
1*	01/07/2015 08:00	01/07/2015 17:00	0	540	540	10,00	R\$ 768.913,01
Total:							R\$ 768.913,01