



**XXIV SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GMI/21

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

**GRUPO - 12**

**GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO - GMI**

**CUSTOS DE MANUTENÇÃO E PERDA DE RECEITA - EFICÁCIA DAS INSPEÇÕES DE LINHAS DE  
TRANSMISSÃO 500KV NO OESTE DO PARANÁ**

**Evandro André Konopatzki**  
UTFPR

**Everton Ortiz da Rocha**  
UTFPR

**Jan Niedwieski**  
COPEL – GET

**Joel Marcos Bianchessi**  
COPEL – DIS

**José Airton Azevedo dos Santos**  
UTFPR

**RESUMO**

Este estudo mediu a eficácia da manutenção de três Linhas de Transmissão (LT) de 500kV, verificando os custos operacionais da manutenção corretiva programada e relacionando-os com os custos da manutenção não programada. Foram quantificadas as perdas de receita causadas pelas manutenções programadas e não programadas avaliando a redução do faturamento proveniente dos custos com a manutenção. Os dados apresentados resultam da análise de 3 manutenções corretivas, 70 preventivas e 112 preditivas, por onde concluiu-se que as manutenções preditivas são financeiramente mais viáveis do que as manutenções não programadas. Observou-se também ser indispensável, em termos de custos, que as manutenções preditivas ocorram de forma simultânea com as inspeções.

**PALAVRAS-CHAVE**

Linhas de transmissão, Gerência da manutenção, Custos operacionais, Gerenciamento das inspeções

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A manutenção é uma prática que utiliza 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 aplicação é feita após o equipamento apresentar um defeito; a manutenção preventiva que tem por finalidade aumentar a vida útil dos componentes, por meio de técnicas de prevenção em intervalos predeterminados. A manutenção preditiva que 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<sub>CA</sub> (em algumas publicações aparecem como 525 kV<sub>CA</sub>, aqui denominadas como 500 kV), estão instaladas 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 e 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. COPEL (1), COPEL (2)

As inspeções realizadas nessas linhas são basicamente: No cabo guarda (OPGW) com frequência semestral, a terrestre patrulhada com frequência anual e a detalhada que ocorre bianualmente. Esses prazos podem ser uma

função da vida da linha.

Durante essas inspeções, alguns problemas podem ser resolvidos pela equipe de manutenção, como aterramentos e ajustes de estruturas metálicas. Estas manutenções não demandam desligamento da linha e são consideradas, neste artigo, como manutenções preditivas por anteciparem os defeitos. COPEL (3).

As manutenções preventivas são aquelas que normalmente demandam desligamento da linha sendo aplicado desconto de parcela variável na Receita Anual Permitida (RAP). Já os desligamentos não programados (considerados como outros pela ANEEL (4)) implicam em maiores descontos da RAP e são considerados, nesse estudo, como aqueles que 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 estudo objetivou medir a eficácia da manutenção destas três linhas de 500kV, 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.

Para tanto buscou-se 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.

### 1.1 A Empresa

A Copel – Companhia Paranaense de Energia, maior empresa do Paraná 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 de ações em Abril de 1994 (BM&FBovespa) e tornou-se em Julho de 1997 a primeira empresa do setor elétrico brasileiro listada na bolsa de Valores de Nova Iorque. Sua marca também está presente, desde Junho de 2002, na comunidade Econômica Europeia, com o 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 (5), COPEL (6) e COPEL (7).

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. De acordo com COPEL (1) e COPEL (2).

Sua estrutura compreende a operação de um 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 aproximadamente 7% de toda eletricidade consumida no Brasil, sendo 14 dessas usinas são automatizadas e 03 automatizadas e comandadas à distância. Além de possuir o sistema de transmissão com 2.174 km de linhas e 32 subestações (todas elas automatizadas).

A concessionária COPEL G&T possui 278 km de linhas de 500kV<sub>AC</sub> no Paraná. (COPEL (1) e COPEL (2)), sendo localizadas nas regiões oeste e sudoeste do Paraná, regiões nas quais a manutenção e operação ficam sob responsabilidade da UTOES (Unidade de Transmissão Oeste) sediada em Cascavel. As linhas localizadas na região oeste do Paraná podem ser visualizadas na Figura 1. Copel (8)



Figura 1 – Recorte do Mapa Geométrico Região Oeste Paranaense  
Fonte: Adaptado de COPEL (8).

Observa-se do gráfico apresentado na Figura 1 que são quatro LT's na região abrangida pela manutenção da

UTOES, ligando: USSXC-USSSA (94 km de extensão), USSCX-SECVO (60 km de extensão) e SECVO-SESTFI (115,7 km de extensão). A COPEL G&T possui ainda uma LT denominada SESGD-USSGD com aproximadamente 8 km de extensão que foi desconsiderada neste estudo.

Notas:

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

## 1.2 Definição de Custos de Inspeção e Manutenção das Linhas Estudadas

Levantou-se, junto ao setor de manutenção da empresa, os salários médios dos profissionais, envolvidos neste estudo, Eletricista, Técnicos e Engenheiros de LT. Os salários médios de cada categoria foram multiplicados por 1,52, valor 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 x 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.

Obteve-se, por meio dos registros de manutenção da empresa (GMT®), os valores dos materiais utilizados nas manutenções.

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 obtidas dos registros feitos nas Ordens de Serviço (OS). Das Ordens de Serviços foram obtidos os seguintes dados: 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 os gastos das manutenções preventivas e corretivas no período analisado.

- a) Custos com Inspeções: Em função do tempo total da inspeção, fornecido 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 efetivo de inspeção foi calculado o custo da inspeção, multiplicando-se o número de profissionais que atuaram no serviço pelo custo homem x hora. O custo da manutenção preditiva foi definido pela multiplicação do valor homem x 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 x hora dos profissionais, relacionando o custo médio do km rodado multiplicado pela distância percorrida.
- b) Custos com Manutenções em Desligamentos Programados: Os dados de desligamento programado foram retirados da 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 x hora dos profissionais envolvidos no serviço, somado com o material utilizado (valores encontrados na OS correlata a cada SISC). Para definição do custo de deslocamento foi multiplicado o tempo de deslocamento constante na OS pelo custo homem x hora dos profissionais que participaram do serviço, incluindo o custo médio do km rodado multiplicado pela distância percorrida.
- c) Custos com Manutenções em Desligamentos Não Programados: São 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 x hora (definido pela multiplicação do valor unitário de homem x 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 x hora dos profissionais que “correram” a linha, somado à relação custo médio do km rodado, 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.

### 1.3 RAP da Copel G&T e as Simulações Efetuadas

Os valores da RAP da Copel e das linhas estudadas foram retirados dos Relatórios Anuais de Gestão de Sustentabilidade de 2010 e de 2011 e Relatórios Anuais de Responsabilidade Socioambiental de 2013 da Copel Geração e Transmissão S.A., conforme COPEL (5), COPEL (6) e COPEL (7), bem como Informativos da ANEEL (9) e Relatórios Consolidados de Auditoria Independente (CVM).

Por meio de simulações, de intervenções, realizadas no software GMT®, usando a opção de tipo de desligamento “programada”, foram simuladas manutenções com duração de 1 minuto (falha momentânea - FM), 2 minutos, 1 hora, 4 horas e 9 horas. Com os dados das simulações, foram observados os valores de desconto da RAP, intitulados parcelas variáveis.

Alterando a opção tipo de desligamento no sistema GMT® da empresa para “outros”, foram simuladas manutenções com duração de: 1 minuto (falha momentânea - FM), 2 minutos, 1 hora, 4 horas e 9 horas. A Figura 2, a seguir, representa a perda de RAP da LT CVO-STFI na condição de “Outros Desligamentos” quando simulada uma falta não programada de 240 minutos.

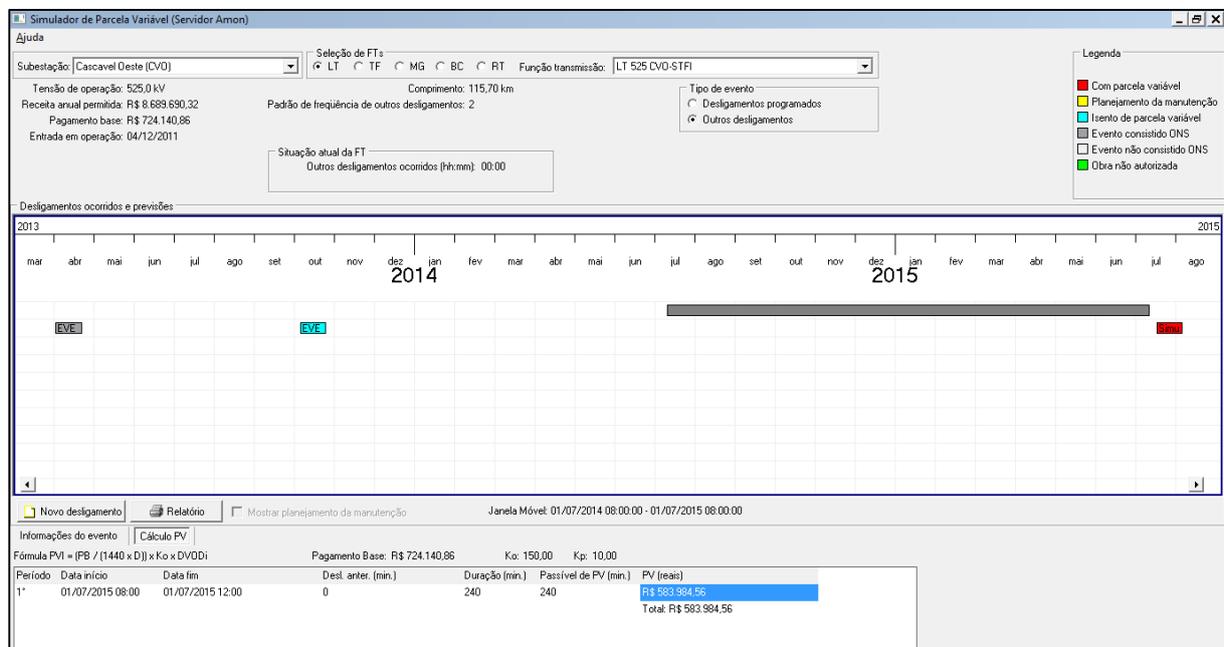


Figura 2 – Tela da Simulação da Perda de RAP da LT CVO-STFI em Outros Desligamentos de 240 min.

### 1.4 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 (LTUTSOE) em relação a todas as LT's da concessionária (LTCOPEL), aos BAY pertencentes à região mantida pela UTSOE (BAYUTSOE) e a todos BAY de transmissão da concessionária (BAYCOPEL).

## 2.0 - APRESENTAÇÃO DOS DADOS, ANÁLISE E DISCUSSÕES

Nesta seção são apresentados tanto os custos com inspeção e manutenção nas três Linhas de Transmissão analisadas como também as receitas anuais e perdas de receita provenientes de desligamentos e as simulações realizadas para definição da perda na RAP proveniente das interrupções nas linhas estudadas.

### 2.1 Receita Anual Permitida nos últimos cinco anos

A Receita Anual Permitida total da Copel G&T, no período avaliado, e das três linhas analisadas neste estudo são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Distribuição das RAP da empresa e 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\$)
<b>LT/ CVO-STFI</b>	0	0	3.885.288,31	7.770.576,62	7.770.576,62
<b>LT/ SCX-CVO</b>	2.559.109,54	2.710.921,13	2.871.738,48	2.567.993,00	2.871.738,48
<b>LT/SCX-SSA</b>	3.627.338,25	3.842.519,34	4.070.465,40	3.639.929,86	4.070.465,40
<b>COPEL G&amp;T</b>	255.322.889,77	283.376.154,17	259.782.540,62	293.544.721,08	137.242.178,06

Os valores obtidos da tabela foram calculados anualmente, feitos normalmente no segundo semestre de cada ano, sendo válidos por 1 ano. Para obtenção dos cálculos são levados em consideração os ajustes tributários. Pode-se perceber na tabela 1 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).

## 2.2 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. Foram registradas, ainda, 3 manutenções corretivas na LT/SCX-SSA.

As manutenções preventivas ocorridas durante as inspeções representam 38,45% de todas as manutenções, enquanto as preditivas equivalem à 61,55% do total. O estudo mostrou que 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. Neste período o custo total de insumo de Homem-Hora (HH) foi de R\$ 14.599.000,97 onde 41,66% foram relacionados à efetiva inspeção enquanto 49,34% foram gastos em deslocamento de pessoal.

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

A LT CVO-STFI é a mais recente e a de maior RAP, dentre as estudadas, teve maior direcionamento do HH, mostrando que a empresa tem feito várias inspeções e dedicado esforços na manutenção da condição ótima de operação.

Os valores gastos pela SCX-SSA são superiores 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 HH por inspeção, 1.174 inspeções na LT CVO-STFI, com uma média de 146,75 HH por inspeção e 30.383 inspeções na LT SCX-SSA, com uma média de 843,97 HH por inspeção.

Os custos de insumos aplicados na LT CVO-STFI são menores, devido o tempo de operação dela. Não foi possível obter dados detalhados dos custos de manutenção corretiva, desta forma os insumos e valores de homens x hora não foram considerados neste tipo de manutenção.

## 2.3 Perdas na receita Anual Permitida

A Tabela 2 apresenta as Perdas de RAP ocasionadas pelos Desligamentos Programados para Manutenções.

Tabela 2 – Perdas de Receita causadas por desligamentos programados nas LT de junho/2008 a Maio/2013.

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

Pode-se observar, por meio dos dados apresentados na tabela 2, 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, e o custo unitário do desligamento de 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 3, 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 3 - Desligamentos Não Programados da LT de Junho/2008 a Maio/2013.

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

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 (homem x hora usado em deslocamento - HHD de 13h30) estima-se que esta falha poderia ter custado à empresa R\$ 1.191.499,42, sendo 0,035 % em HHD e 99,965% em perda de RAP (R\$ 1.191.079,70).

#### 2.4 Simulação dos Descontos na RAP Provenientes de Desligamentos (Operation-Off) Programados para Intervenções da Manutenção e Não Programados

A partir da tabela 4, nota-se claramente o aumento significativo do valor da parcela a ser descontada, destacando 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, maiores perdas de Receita para a empresa.

Tabela 4 - Simulação da PV entre os tempos de 1 minuto à 9 horas - manutenção programada e não programada para a LT SCX-SSA

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

A Tabela 5 descreve para os custos da LT CVO-SCX, juntamente com os custos simulados para: 1 minuto, 2 minutos, 60 minutos, 4 horas e 9 horas, com os valores de acordo com os tipos de manutenções.

Tabela 5 – Simulação da PV entre os tempos de 1 minuto à 9 horas - manutenção programada e não programada para a LT CVO-SCX

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

A Tabela 6 descreve a simulação realizada para identificar os custos da LT CVO-STFI.

Tabela 6 - Simulação da PV entre os tempos de 1 minuto à 9 horas - manutenção programada e não programada para a LT CVO-STFI

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

As três linhas apresentadas apontaram um maior valor nas manutenções não programadas, as quais geram maior perda de receita. Observa-se que os três casos apresentaram valores nulos (R\$ 0,00) para simulações de 1 minuto, tolerância estipulada pela empresa.

Simulando os desligamentos registrados (já apresentados na Tabela 2) classificando-os como “Outros Desligamentos” e adotando o valor da perda de RAP da Nota técnica 181/2014 da ANEEL (9) – ou seja: 9,73 vezes maior do que o original no desligamento 1, e 18 vezes maior no desligamento 2 – pode-se simular as perdas imputáveis nos referidos desligamentos, como apresentado na Tabela 7.

Tabela 7 - Simulação da Perda de Receita Transformando Desligamentos Programados (Manutenções Preventivas) em Outros Desligamentos (Manutenções corretivas)

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

No cálculo dos insumos foram somadas as despesas de deslocamento da equipe que percorreu 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 (citado na tabela 7) são suficientes para reduzir a receita em um valor equivalente aquele gasto para realizar as inspeções.

### 3.0 - CONCLUSÃO

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 realizadas *a 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 que as 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 parcela variável (PV) – relacionada com o desconto da Receita Anual Permitida, contabilizando nelas o tempo de deslocamento para a detecção da falha.

Como trabalhos futuros, sugere-se:

- Expandir este estudo para todas as linhas de 500 kV da COPEL, bem como para as linhas de tensão 230kV;

- 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.

#### 4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) COPEL – 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.
- (2) COPEL – 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.
- (3) COPEL – 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%20DE%20TRANSMISS%C3%83O%20EM%20LINHA%20MORTA\\_Rev%202013.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/pagcopel2.nsf/0/7BCC9DD52111C981032576CF00490DFF/$FILE/5800%20MANUTEN%C3%87%C3%83O%20DE%20LINHAS%20DE%20TRANSMISS%C3%83O%20EM%20LINHA%20MORTA_Rev%202013.pdf) . Acesso em 26 de Junho de 2014.
- (4) ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Receita Anual Permitida**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=704>. Acesso em 09 de Julho de 2014.
- (5) COPEL – Companhia Paranaense de Energia. **Relatório Anual de Gestão e Sustentabilidade 2010**. 2010. Disponível em: [http://www.copel.com/relatoriosanuais/2010/pt/relatorio/01\\_08.htm](http://www.copel.com/relatoriosanuais/2010/pt/relatorio/01_08.htm). Acesso em 12 de Julho de 2014.
- (6) COPEL – Companhia Paranaense de Energia. **Relatório Anual de Gestão e Sustentabilidade 2011**. 2011. Disponível em: [http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/relatorio2011/\\$FILE/RelAnual11.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/relatorio2011/$FILE/RelAnual11.pdf). Acesso em 12 de Julho de 2014.
- (7) COPEL – Companhia Paranaense de Energia. **Relatório Anual de Responsabilidade Socioambiental. 2013**. Disponível em: [http://www.copel.com/hpcopel/ri/sitearquivos2.nsf/arquivos/relatorio\\_socio\\_ambiental\\_get\\_2013/\\$FILE/Relatorio\\_Sustentabilidade\\_GeT\\_2013.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/ri/sitearquivos2.nsf/arquivos/relatorio_socio_ambiental_get_2013/$FILE/Relatorio_Sustentabilidade_GeT_2013.pdf). Acesso em 12 de Julho de 2014.
- (8) COPEL – 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.
- (9) ANEEL – 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.

## 5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

	Nome: Evandro André Konopatzki
	Local e ano de nascimento: Cascavel, 1975;
	Local e ano de graduação / pós-graduação: Engenharia elétrica na Universidade Estadual de Santa Catarina – UDESC - Joinville, 1998 Mestre em Engenharia Agrícola pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná – Unioeste - Cascavel, 2004
	Experiência profissional (títulos, publicações, prêmios, áreas de atuação). Professor na Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR (Câmpus Medianeira)
Everton Ortiz da Rocha	Local e ano de nascimento: Marechal Cândido Rondon, 1990
	Engenharia Produção na Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Medianeira, 2015 Mestrando em Engenharia Agrícola pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná – Unioeste - Cascavel
	Atualmente é pesquisador bolsista do CNPQ
Jan Niedwieski	Local e ano de nascimento: Curitiba, 1975;
	Graduado em Engenharia elétrica no Centro Federal de Formação Tecnológica –CEFET – Curitiba 2002 Especialização em gestão de recursos humanos pelo União Educacional de Cascavel (2005)
	Atua como Engenheiro de manutenção na Copel G&T
Joel Marcos Bianchessi	Local e ano de nascimento: Palotina, 1979
	Graduado em Engenharia de Automação e Controle na Faculdade Assis Gurgacz – Cascavel - 2008 Especialização em Engenharia de Segurança do Trabalho na Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Medianeira, 2010 Mestrando em Tecnologias - Universidade Federal Tecnológica do Paraná. UTFPR - Medianeira
	Atua como Técnico de manutenção na Copel DIS
José Airton Azevedo dos Santos	Local e ano de nascimento: Pelotas, 1957;
	Engenharia Elétrica pela Universidade Católica de Pelotas (1987), Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (1994), Doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (1999)
	Professor na Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR (Câmpus Medianeira)