



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

GMI - 24
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO XII
ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DA MANUTENÇÃO - GMI**

METODOLOGIA PARA MINIMIZAR O IMPACTO DA INDISPONIBILIDADE NÃO PROGRAMADA SOBRE A RECEITA DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

**Lúcio Volnei Galvani
ELETROSUL**

**Acires Dias
UFSC**

**Hans Helmut Zürn
UFSC**

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo apresentar uma metodologia para otimizar a distribuição dos recursos de manutenção com o foco para a mínima penalização por indisponibilidade não programada do sistema de transmissão de energia elétrica. Pois a legislação hoje vigente, dos órgãos reguladores, determina que parte da receita do serviço de transmissão de energia elétrica é variável e depende, exclusivamente, da disponibilidade de seus ativos e/ou instalações. Então, quanto menores forem a frequência e o período da indisponibilidade, maior será a receita atribuída ao serviço da transmissão.

Considerando a indisponibilidade programada perfeitamente gerenciável e, portanto, previsível, este trabalho se propõe a apresentar uma metodologia para minimizar a penalização por indisponibilidade não programada, admitindo ser impossível eliminar por completo esse tipo de indisponibilidade. Como se sabe que o efeito dessa penalização sobre a receita do serviço de transmissão pode ser expressivo, é prudente que se busquem alternativas para minimizar o impacto desse tipo de indisponibilidade sobre a remuneração da empresa de transmissão. Para isso, a metodologia desenvolvida apresenta um algoritmo matemático para determinar o local ótimo para a instalação de uma estrutura de manutenção para o sistema de transmissão de energia elétrica.

Portanto, considerando que cada equipe está devidamente dimensionada, qualificada e equipada para a execução de todo o tipo de serviço necessário à recuperação de qualquer das partes da instalação sobre sua responsabilidade, este trabalho tem seu foco direcionado ao período de tempo gasto com o deslocamento dos recursos de manutenção, no atendimento às ocorrências ou indisponibilidades não programadas do sistema de transmissão de energia elétrica.

PALAVRAS-CHAVE

Sistema de Transmissão, Indisponibilidade, Penalização, Logística.

1.0 - INTRODUÇÃO

Nesses últimos anos o mercado brasileiro de energia elétrica tem passado por um período de transição, resultado de toda uma reestruturação institucional, que implicou em grandes mudanças.

Este novo modelo de mercado estabeleceu algumas prioridades, dentre elas se destaca a desverticalização do setor em segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica. Além disso, é incentivada a privatização de alguns desses seguimentos tais como: a geração, a comercialização e a distribuição de energia elétrica.

Para disciplinar este mercado e garantir liberdade e qualidade aos segmentos de geração e distribuição, o estado pretende contar com um sistema de transmissão confiável e eficiente, com um alto índice de disponibilidade. Pois com um parque gerador predominantemente hidráulico, com usinas de grande porte localizadas em bacias hidrográficas distantes dos centros de consumo, torna-se imprescindível a boa performance do sistema de

transmissão de energia que, além de ser indispensável ao transporte até os centros consumidores, pode ser utilizado para intercâmbio de energia entre regiões, permitindo a otimização das reservas energéticas acumuladas, principalmente as hidráulicas.

Pela importância da função Transmissão, suas disponibilidade e confiabilidade são parâmetros de máxima significância para o mercado. Portanto, o baixo desempenho do sistema de transmissão deverá ser penalizado com multas.

Sabe-se que a energia elétrica é um produto que, na forma como comercializado, não pode ser armazenado. Como o consumidor tem grande dificuldade para acumular reserva de energia elétrica, ele necessita de fontes de máxima confiabilidade.

A qualidade requerida em termos de disponibilidade e confiabilidade, do sistema elétrico, depende muito do desempenho do sistema de transmissão. Este fator tem levado as empresas a investirem em processos que proporcionem robustez às políticas de operação e manutenção deste sistema.

Dentro desta visão, este trabalho se propõe a apresentar uma metodologia que venha contribuir com a gestão da manutenção, principalmente no que se refere à logística dos recursos requeridos para aumentar a eficiência das ações de manutenção e, como consequência, a majoração da disponibilidade do sistema de transmissão.

2.0 - O SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Sabe-se que o sistema de transmissão de energia elétrica é composto por linhas de transmissão e subestações, onde chegam as respectivas linhas, e a energia pode receber algum tipo de tratamento, tal como: Compensação de energia reativa e/ou elevação ou rebaixamento do nível de tensão.

Além disso, para aferir qualidade ao produto (energia elétrica), as subestações possuem diferentes configurações de barramentos, de acordo com o seu nível de importância para o sistema de transmissão. E cada módulo de alimentação de uma determinada função (linha de transmissão, transformação ou compensação), tem em sua configuração vários tipos de equipamentos para: manobra, proteção, medição e controle. Esses equipamentos, como qualquer outro, tem uma estimativa de vida limitada, que geralmente gira em torno dos 30 anos. Mas a maior parte das empresas, por possuírem sistemáticas de manutenção confiáveis, não consideram a possibilidade de troca de um equipamento, considerando simplesmente a proximidade do seu final de vida estimado em projeto, permitindo que esses equipamentos operem por 50 ou mais anos.

E, como consequência do desenvolvimento econômico, as instalações de transmissão passam por constantes ampliações, recapacitações e revitalizações, agregando naturalmente diversidades tecnológicas e de expectativa de vida. Isso insere um maior grau de complexidade para as equipes executivas de manutenção que devem estar treinadas e equipadas para o atendimento a toda esta diversidade tecnológica.

3.0 - RELACIONAMENTO DA TRANSMISSÃO COM OS DEMAIS AGENTES DO SISTEMA ELÉTRICO

No contexto do novo modelo do Setor Elétrico Nacional a Transmissão se relaciona com os demais agentes do setor conforme mostrado na Figura 1 a seguir.

Novo Modelo do setor Elétrico
Relação Contratual entre os Agentes

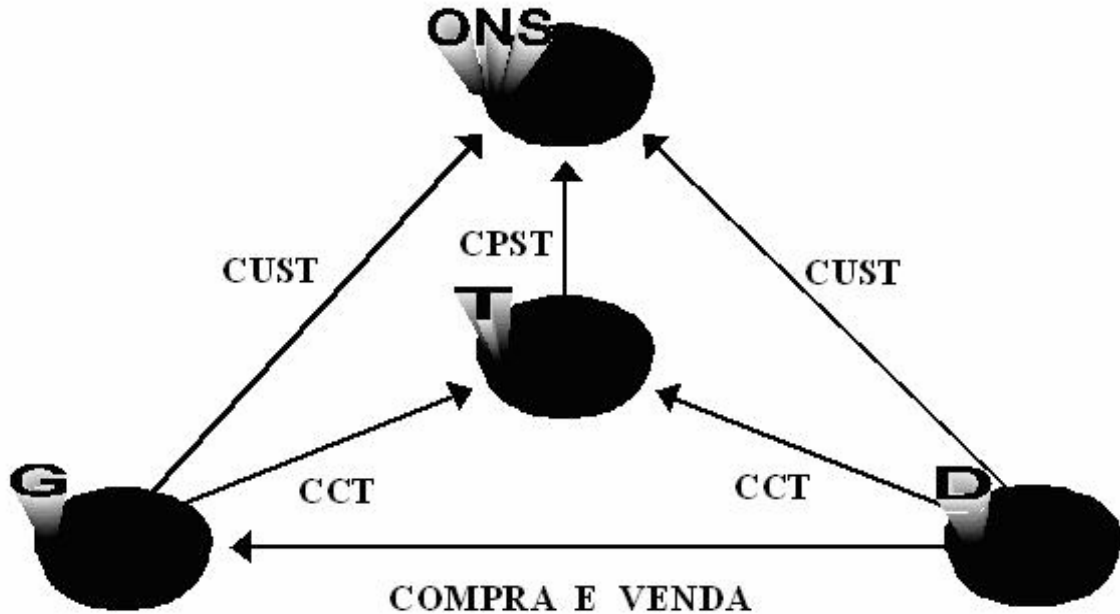


FIGURA 1 – Relacionamento da Transmissão com os demais agentes do Sistema Elétrico Brasileiro

Onde,

- **ONS** – Operador Nacional do Sistema,
- **T** – Agente de Transmissão,
- **G** – Agente de Geração,
- **D** – Agente de Distribuição,
- **CPST** – Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão,
- **CUST** – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão,
- **CCT** – Contrato de Conexão à Rede de Transmissão.

Nota: Pelos "Procedimentos de Rede do ONS" (2000/2002), os geradores e distribuidores podem firmar entre si contratos bilaterais para compra e venda de energia elétrica desde que não dependam do uso da rede básica de transmissão.

Como mostra a Figura 1, o agente de transmissão é um órgão de fundamental importância para o sistema elétrico, pois os grandes blocos de energia são transportados via sistema de transmissão. E a qualidade do produto energia elétrica está diretamente relacionada com a confiabilidade e a disponibilidade deste sistema.

4.0 - O REFLEXO DA INDISPONIBILIDADE DO SISTEMA NA RECEITA DA EMPRESA DE TRANSMISSÃO

Como já afirmado anteriormente, existem dois tipos distintos de indisponibilidade: a programada ou voluntária e a não programada ou involuntária. E cada uma tem o seu reflexo diferenciado, sobre a receita da função de transmissão. E a receita da função é calculada mensalmente através da expressão:

$$\text{Receita} = PB - PV \quad (1)$$

Onde:

$$PV = \frac{PB}{1440D} Kp \left(\sum_{i=1}^{NP} DDP_i \right) + \frac{PB}{1440D} \left(\sum_{i=1}^{NO} Ko_i DOD_i \right) \quad (2)$$

e

- **PB** = Pagamento base da instalação;
- **PV** = Parcela Variável da receita;
- **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;
- **Kp** = Fator de Desligamentos Programados = $Ko/15$;

- Ko = Fator para OUTROS DESLIGAMENTOS de até 300 minutos após o primeiro minuto (o fator será reduzido para Ko/15, após o 301º minuto);
- NP = Número de DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS da instalação ao longo do mês;
- NO = Número de OUTROS DESLIGAMENTOS da instalação ao longo do mês;
- D = Número de dias do mês
- 1440 = Total dos minutos de um dia

Desta forma, quanto menor a indisponibilidade dos ativos de transmissão, menor será a Parcela Variável para a dedução do Pagamento Base mensal, na formação da receita, incentivando a Empresa de Transmissão a maximizar a disponibilidade de seus ativos.

Sabe-se que, de uma maneira geral, as empresas conseguem ter um bom controle sobre as indisponibilidades programadas (DDPi) que, por sua própria natureza, são previsíveis e perfeitamente gerenciáveis. Além disso, podem ser empregadas algumas técnicas para minimizá-las, como, por exemplo, as manutenções preditivas ou as intervenções em instalações energizadas, entre outras.

Porém, as indisponibilidades não programadas (DODi), são imprevisíveis e dependem fundamentalmente da concepção inicial do projeto e do meio ambiente onde os equipamentos estão inseridos. Por definição sabe-se que o coeficiente de penalidade para esse tipo de indisponibilidade é muito elevado ($Ko = 15Kp$) e, pela expressão (2) acima, pode-se observar que a penalização prevista é diretamente proporcional ao período de duração da indisponibilidade. Sabe-se ainda que, quando não programada, a indisponibilidade tem sua duração majorada devido aos tempos de preparação e de deslocamento da equipe e da estrutura de manutenção para o atendimento à ocorrência. E, pela expressão (2) é possível estimar que, uma indisponibilidade não programada de apenas 4,8 horas de uma determinada função, é suficiente para anular a sua receita mensal, para um mês de 30 dias. Por esse motivo, esse trabalho propõe uma metodologia para otimizar a localização da estrutura de manutenção, para que o custo de penalização decorrente do deslocamento dos recursos necessários (humanos e tecnológicos) para o atendimento à ocorrência, seja minimizado.

5.0 - DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA PARA MINIMIZAR A INDISPONIBILIDADE NÃO PROGRAMADA

Pelo exposto no item 4, a partir deste ponto, a manutenção passa a ser considerada uma função estratégica para as empresas de transmissão de energia elétrica.

E, para se atingir a excelência na manutenção, serão necessárias as seguintes providências:

- Rever continuamente as práticas e metodologias adotadas, priorizando técnicas preditivas e/ou detectivas e estimulando as atividades de engenharia para evitar serviços desnecessários.
- Rever políticas de materiais e peças reservas, mantendo um estoque suficiente, plenamente confiável, e estabelecendo parcerias estratégicas com fornecedores.
- Manter um sistema eficiente de gerenciamento para maximizar a capacidade produtiva com redução de reparos e horas extraordinárias, manutenção de histórico confiável e um planejamento pró-ativo.
- Estimular a parceria operação – manutenção para análise conjunta de desempenho dos equipamentos, detecção de falhas e planejamento de atividades.
- Manter equipes qualificadas e treinadas, com domínio tecnológico, com multi-especialização. As tarefas complementares, necessárias e igualmente importantes na execução de um serviço, enriquecem as funções de manutenção.
- Implantar filosofia de Manutenção Produtiva Total – TPM.

Além do exposto acima, todas as atividades relacionadas à manutenção podem ser otimizadas sob o ponto de vista de tempo e lugar com recursos de logística. Para isso, a escolha do local para a instalação da sede de uma estrutura de manutenção e/ou do meio de locomoção dos recursos humanos e tecnológicos, é de fundamental importância, para uma empresa de transmissão de energia elétrica.

5.1 - Escolha do local sede para instalação de uma estrutura de manutenção

Entre vários métodos sugeridos na literatura, para o problema de seleção de local, é possível distinguir duas aproximações básicas. A primeira sugere que o local pode ser escolhido em qualquer parte, na área de interesse, isto é, existe um número infinito de possibilidades. A segunda considera que existe um número finito de locais conhecidos, que são viáveis. Essa aproximação para um conjunto viável surgiu da consideração de dois fatores que a aproximação para conjunto infinito de pontos não havia considerado, até então:

- Primeiro, o fato de que, em geral, os custos de transporte não necessitam ser proporcional à distância.
- Segundo, os custos fixos de uma instalação podem variar consideravelmente de cidade para cidade, ou até mesmo, entre dois locais diferentes, na mesma cidade. Portanto, esse é o caso analisado neste trabalho.

Para a solução de problemas desta natureza, é possível encontrar na literatura algumas metodologias tais como:

- a) O método do **Vértice Mediano** de *CHRISTOFIDES* (1977), indicado para a localização de centrais telefônicas, subestações de distribuição de energia elétrica, pontos de distribuição de correspondências, entre outros. Este método prevê apenas minimizar as distâncias entre a fonte e os vários consumidores. Este

método ainda permite que cada ponto ou Vértice seja associado a um peso característico, que pode variar com o grau de importância do consumidor ou a taxa de falhas agregada.

- b) O método do **Índice de Atendimento de Emergência** foi desenvolvido por BRITO Jr. (1997), para atendimentos de emergência em redes de distribuição. Ele considera três índices básicos que são: **índice de deslocamento**, que depende da velocidade média que pode ser desenvolvida; **índice de equipamentos**, que define a densidade populacional de equipamentos em uma determinada região; e o **índice de consumidores**, que define a densidade de consumidores na região a ser atendida. O método define que o somatório desses três índices fornece o **Índice de Atendimento de Emergência**.
- c) O método da **Distância Econômica**, foi desenvolvido na ELETROSUL (2001), na descentralização da sua estrutura de manutenção de subestações do sistema de transmissão de energia elétrica. Esse método considera os possíveis locais para a instalação da estrutura de manutenção, o número de módulos de alimentação de cada subestação, os tempos médios de deslocamento entre os possíveis locais e as subestações a serem atendidas, e o custo médio da indisponibilidade das funções de cada subestação.

5.2 - A Metodologia Proposta por este Trabalho

Considerando os métodos acima, este trabalho desenvolveu a metodologia intitulada “Mínimo Custo Esperado para a Indisponibilidade não Programada” - **MCINPRO** (GALVANI, 2003) para minimizar os custos da indisponibilidade não programada do sistema de transmissão de energia elétrica.

Conforme já citado no item 2, o sistema de transmissão é formado por Linhas de Transmissão (LTs) e por Subestações (SÉs), onde entram e saem as LTs. Devido às distâncias entre as fontes geradoras e os centros consumidores, essas LTs geralmente são de longa extensão e percorrem pelos mais variados tipos de relevo, transpondo vários tipos de acidentes geográficos, áreas alagadas, áreas cultivadas, áreas industriais e urbanas.

Por essas características, é perfeitamente admissível que uma determinada LT seja subdividida em trechos de manutenção, podendo ser mantida por mais de uma equipe ao longo de sua extensão. Sabe-se também que cada um dos trechos de LTs possui características próprias, com modos e taxas de falha diferenciados. E, como uma SE, um trecho de LT pode ter o seu tempo médio de deslocamento determinado, a partir de um ponto considerado viável para a instalação de uma estrutura de manutenção.

Com essas informações pode-se esquematizar um problema da seguinte forma: Supondo uma parte do sistema de transmissão a ser mantido, formado apenas por três SÉs e três LTs que as interligam. E nessa área existem dois locais (W) viáveis para a instalação de estruturas de manutenção e dois importantes acidentes geográficos que podem contribuir no aumento do tempo de deslocamento, conforme mostrado no diagrama esquemático ilustrativo da Figura 2.

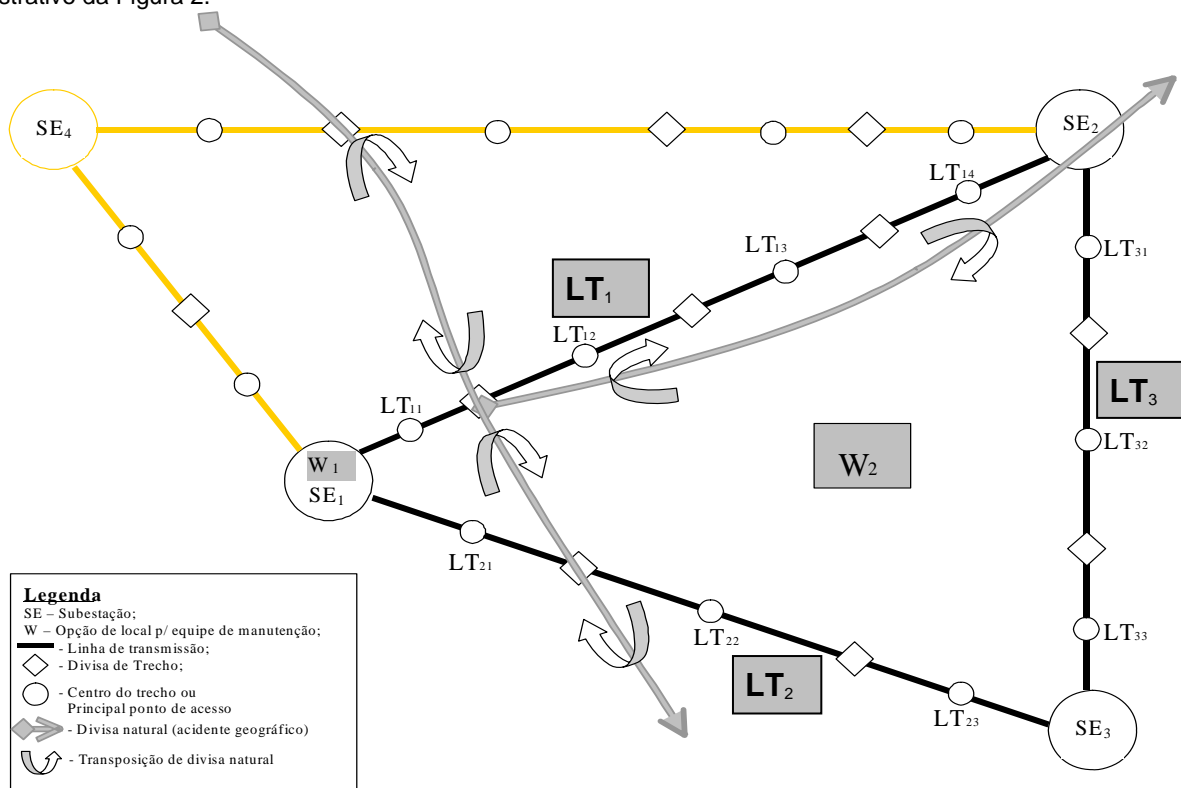


FIGURA 2 – Esquemático ilustrativo de uma parte de sistema de transmissão

5.3 - Técnica de Formação de Clusters

Para otimizar os deslocamentos e minimizar as penalizações por indisponibilidade não programada, pode-se adotar a técnica de formação de “clusters” ótimos com os vários trechos das LTs e os módulos de manutenção (ou funções de transmissão) das SEs. Essa técnica é sugerida por *ANDERBERG* (1973), para o agrupamento de dados ou informações, tais como: atributos, tamanhos e formas, por suas similaridades. Esses agrupamentos foram chamados de “clusters”, e os elementos que ocupam um mesmo “cluster” devem apresentar características de associação natural, enquanto os “clusters” entre si são relativamente distintos.

O gráfico da Figura 3 ilustra um exemplo de formação de “clusters”, considerando apenas os tempos de deslocamento, em um universo formado por três SEs e três LTs com dois locais viáveis para a instalação de estruturas de manutenção.

No gráfico, é facilmente observada a possibilidade de formação dos “clusters”, para os dois cenários possíveis.

- No primeiro caso, o que minimiza as distâncias, considerando apenas a instalação de uma única estrutura de manutenção, é o local W_2 ;
- No segundo caso, optando-se pela implantação de duas equipes de manutenção, pode-se observar claramente que a distribuição que minimiza os tempos de deslocamento, agrega ao local W_1 apenas os módulos da SE1 e os primeiros trechos de manutenção de cada uma das LTs 1 e 2. E os clusters assumem a seguinte formação:
 - Local (W_1) – Todos os módulos de alimentação (ou funções) da SE₁ e apenas os trechos de LTs: LT₁₁ e LT₂₁,
 - Local (W_2) – Todos os módulos de alimentação (ou funções) das SE₂ e SE₃ e os demais trechos das três LTs.

Isso indica a necessidade de uma menor estrutura de manutenção de LTs no local W_1 .

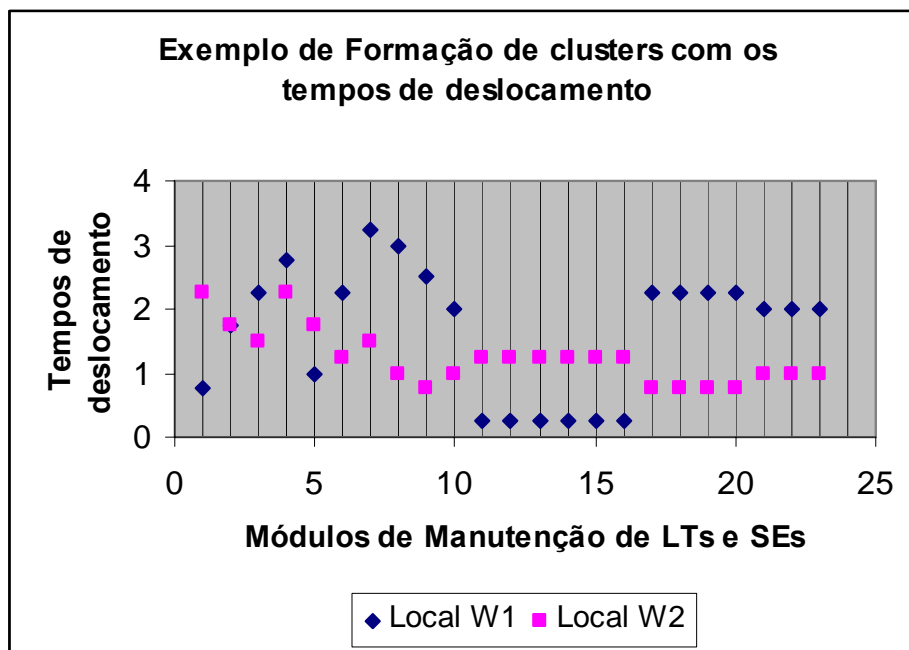


FIGURA 3 – Gráfico ilustrativo com tempos de deslocamento dos possíveis locais sede para os vários trechos de LTs e módulos de manutenção de SEs

5.3.1 - Uso da Técnica de Clusters na Metodologia **MCINPRO**

A metodologia **MCINPRO** concluiu que em um sistema de transmissão com várias LTs com trechos de manutenção (i) e SEs com módulos de manutenção (i), com $i = 1$ a n , e alguns locais (W_j) viáveis para a instalação de estruturas de manutenção, com $j = 1$ a m , com a possibilidade de instalação de até “ q ” estruturas de manutenção, onde “ $q \leq m$ ”, pode-se simular vários cenários tomando-se os “ m ” Locais e combinando-os entre si, com combinações de 1 a q .

Nota: Tanto os trechos de manutenção de LTs como os módulos de manutenção de SEs têm o mesmo indexador (i).

De posse dessas informações, se a opção for pela escolha do local ótimo para a instalação de uma única estrutura de manutenção, para minimizar o custo da indisponibilidade não programada, geram-se “ m ” “clusters” de dados, um para cada local W_j , cada um deles englobando os “ n ” trechos de linha e módulos de SEs (i), e utiliza-se a seguinte expressão:

$$\min_j \sum_{i=1}^n \lambda_i p_i (t_{ij}) \quad (3)$$

para cada um dos “clusters”, separadamente. O que resultar no menor valor será o correspondente ao local ótimo para a instalação da estrutura de manutenção, que minimiza o custo para indisponibilidade não programada.

Nessa expressão tem-se:

- λ_i que representa a taxa de falha calculada ou estimada para cada um dos trechos das LTs e dos módulos de manutenção das SEs do sistema;
- p_i que expressa o custo da hora de indisponibilidade não programada, da função correspondente;
- t_{ij} que é o tempo médio de deslocamento entre a sede da estrutura de manutenção W_j e o trecho(i) de LT ou módulo(i) de SE a ser atendido.

Para se instalar mais de uma equipe entre os vários locais W_j viáveis, utiliza-se a seguinte expressão:

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i p_i \min_{j=1,m} (t_{ij}) \quad (4)$$

para minimizar o custo da indisponibilidade não programada, para qualquer dos cenários, com “ $1 < q \leq m$ ” estruturas de manutenção, sendo “ q ” e “ m ” inteiros.

Para cada uma das possíveis combinações desses cenários teremos a formação de “clusters” com os tempos mínimos de deslocamento para os vários trechos(i) das LTs e módulos(i) das SEs, para cada um dos possíveis locais sede de estruturas de manutenção W_j .

Então, a expressão matemática (4) é a que irá minimizar a perda de receita por indisponibilidade não programada para os vários cenários (com “ $1 < q \leq m$ ” equipes de manutenção). Pode-se constatar que o resultado dessa expressão varia inversamente com a variação do número “ q ” de equipes de manutenção.

5.3.2 - Custo Global de Implantação de um Parque de Manutenção de um Sistema de Transmissão

Considerando que em cada local sede terá apenas uma única equipe de manutenção, pode-se afirmar que a implantação de diferentes números de equipes de manutenção, irá implicar em custos diferenciados de implantação e de manutenção de toda a estrutura e a infra-estrutura. Então, para se encontrar a solução de melhor custo-benefício ou de menor custo global, deve-se estimar os custos de implantação para cada possibilidade de cenário (com “ 1 a q ” equipes) e os respectivos custos de manutenção. Mas tudo deve ser referenciado a uma base de tempo comum.

Nota: Os custos de implantação podem ser divididos em parcelas anuais equivalentes, considerando uma estimativa de vida útil para cada instalação. Essas parcelas estão representadas na expressão matemática (6), por $C_f(k)$, onde (k) identifica o cenário.

$$\min_k C(k) = \sum_{i=1}^n \lambda_i p_i \min_{j=1,m} (t_{ij}(k)) + C_f(k) \quad (5)$$

Então, $C_f(k)$ é a parcela de custo fixo correspondente aos custos de implantação e de manutenção de toda a estrutura e infra-estrutura para cada cenário (k), variando de “ 1 a q ” o número das estruturas de manutenção, para os vários locais W_j ($j = 1$ a m).

O cenário (k) que resultar em um menor valor para a expressão (6) será o melhor cenário para a implantação do parque de manutenção para o sistema de transmissão em estudo.

5.3.3 - Considerações da Metodologia:

- Cada LT do sistema de transmissão tem sua receita própria e, portanto, o custo da indisponibilidade não programada será único, independente do trecho a ser atendido.
- O tempo de deslocamento de um determinado local W_j para uma SE qualquer será sempre o mesmo, independente do módulo de manutenção a ser atendido.
- Aplicando-se esta metodologia para instalação de uma estrutura de manutenção de Subestações em uma área do Sistema de transmissão da ELETROSUL, considerando-se um histórico de ocorrências de dez anos, pode-se constatar que a diferença entre os resultados obtidos para os dois melhores locais era significativa, atingindo 18,78%, na redução do custo da indisponibilidade não programada. E ainda, considerando-se apenas a parcela inerente ao tempo de deslocamento, essa diferença torna-se muito mais expressiva, chegando aos 54,6%. Então, o custo da indisponibilidade não programada inerente aos períodos de deslocamento, poderiam ficar reduzidos a aproximadamente 50%, dependendo da escolha do local para a instalação da estrutura de manutenção.

6.0 - CONCLUSÕES:

- a) Este trabalho foi motivado pela legislação vigente para o negócio da transmissão de energia elétrica. Ele pode contribuir para a melhoria da qualidade do produto energia elétrica e, simultaneamente, minimizar os custos

relacionados à indisponibilidade não programada do sistema de transmissão. Pois a metodologia MCINPRO apresentada, fornece subsídios para uma melhor distribuição dos recursos humanos e tecnológicos para a manutenção do sistema de transmissão de energia elétrica, para que o custo da indisponibilidade não programada, seja minimizado.

- b) A experiência nos tem mostrado que a qualidade de vida do pessoal também é um fator muito importante na tomada de decisão para a implantação de uma estrutura de manutenção. Isso geralmente traz como consequência poucas opções de local para a instalação de uma equipe de manutenção, mas deve ser considerada como um requisito da maior importância, pois a equipe passa grande parte do tempo em sua sede, e terá mais motivação para o trabalho quando puder agregar qualidade de vida para si e para suas famílias.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- (1) GALVANI, Lúcio V. – *Metodologia Para Minimizar o Impacto da Indisponibilidade Não Programada Sobre a Receita do Serviço de Transmissão de Energia Elétrica*. – Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UFSC, Florianópolis, 2003.
- (2) BRITO Jr., José Hamilton. – A “Toyotização” nas equipes de manutenção de subestação de Curitiba. - XIV SNPTEE, 1997, Belém, PA.
- (3) CAVIHIOLI, Nelson Roberto & PASQUA, Maurício Coragem. – *Gestão da manutenção em sistema de transmissão de energia: Uma experiência de sucesso*. - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
- (4) CHRISTOFIDES, Nicos. – *Graph Theory, An Algorithmic Approach*. - Academic Press Inc.(London) LTD., 1977.
- (5) ELETROSUL – Diretoria Técnica – *Programa de adequação da manutenção de equipamentos da ELETROSUL às novas regras do Setor Elétrico Brasileiro*. Vol. 3 – DES/DEMS/SEMAE. - Florianópolis, 2001.
- (6) COUTINHO, Luiz Henrique de S.A. et al. – *A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – Uma Análise Prospectiva*. - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
- (7) LACERDA, Leonardo. – *Considerações sobre o estudo de localização de instalações*. –Trabalho publicado na Internet pelo Centro de Estudos em Logística. Consulta realizada em 2001.
- (8) MENEZES, Hélio B.; FERNANDES, Rogério A.C.; ALMEIDA, Adiel T. – *Estratégias para Dimensionamento e Alocação Espacial de Sobressalentes*. - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
- (9) PALMEIRA, Jorge N. – *Aplicação da Metodologia TPM em Empresa de Transmissão de Energia Elétrica*. - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
- (10) PASTORELLO Jr., Walter. – *Avaliação do impacto da aplicação de metodologia de apuração de indisponibilidade na EPTE e proposta de minimização*. - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.