



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

Versão 1.0
XXX.YY
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO -VI

**GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR**

**IMPACTO DA PARCELA VARIÁVEL NA EXPANSÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL – PROPOSTAS PARA ATUALIZAÇÃO DE PROCEDIMENTOS**

**Ricardo Moraes de Aquino (*)
UFMG**

**Maria Helena Murta Vale
UFMG**

RESUMO

Este trabalho analisa o impacto do mecanismo denominado Parcela Variável nos procedimentos relacionados às atividades de Expansão, Operação e Manutenção dos Sistemas de Energia Elétrica. Tal mecanismo se baseia na redução das indisponibilidades de linhas de transmissão, transformadores e equipamentos de controle, no setor elétrico brasileiro, visando aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia. Para se adequarem a esta nova estratégia, é necessário que as empresas transmissoras avaliem e alterem procedimentos tradicionalmente adotados. Neste artigo, são apresentadas propostas para melhoria desses procedimentos, buscando a redução das indisponibilidades de equipamentos e os conseqüentes benefícios desta para as empresas e consumidores.

PALAVRAS-CHAVE

Parcela Variável, Expansão, Operação, Manutenção, Sistema Interligado

1.0 - INTRODUÇÃO

A Parcela Variável (PV) se constitui em um mecanismo criado recentemente, no setor elétrico nacional, para incentivar a qualidade do serviço de transmissão de energia elétrica. Esse mecanismo é adotado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e se baseia na redução do tempo das indisponibilidades das chamadas Funções de Transmissão (FT) das instalações que fazem parte da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

As FT são compostas por linhas de transmissão, transformadores e equipamentos de controle de tensão dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) (1). Basicamente, a PV tem o intuito de incentivar a adoção de gestões na Expansão, Operação e Manutenção do sistema elétrico para maximizar a disponibilidade das FT, reduzindo os impactos indesejáveis na operação do mesmo, tais como a ocorrência de desligamentos simples ou de grandes proporções.

A aplicação da PV traz um novo cenário para todo o setor elétrico, onde vários avanços são esperados. Dentre eles, podem ser citadas a melhor utilização dos recursos existentes nas redes e a execução mais eficiente de controles tais como o de emergência e o de restabelecimento. Sua implementação busca, também, a modicidade tarifária.

Contudo, para que esses e outros avanços sejam obtidos, modificações e ajustes significativos precisam ser feitos nos procedimentos atualmente adotados pelas empresas em várias de suas atividades, incluindo as etapas de

(*) Rua Belfort Roxo, n° 170 – Bloco 2 – Apto 301 - CEP 30.460-230 Belo Horizonte – MG, – Brasil
Tel: (+55 31) 3319-1422 – Fax: (+55 31) 3335-8756 – Email: rmaquino@cpdee.ufmg.br

expansão do sistema, a gestão dos ativos das transmissoras, a manutenção das FT e os procedimentos da operação em tempo real, dentre outras. Essas alterações devem ser feitas de forma adequada, pois o resultado de implementações equivocadas pode ser extremamente prejudicial para todo o setor, incluindo empresas e sociedade.

Diante deste contexto, os autores deste artigo deram início à análise detalhada dos termos da PV, sob o prisma do impacto destes nos SEP. Este trabalho mostra os resultados desta análise, apresentando propostas de alteração de procedimentos relativos a Expansão, Operação e Manutenção de equipamentos da Rede Básica do SIN, visando reduzir as indisponibilidades e os descontos de receita devidos à PV. Para atender ao seu objetivo, este texto está estruturado em itens que incluem definições de termos pertinentes ao tema, análise dos impactos da PV nas atividades dos SEP e propostas de melhoria de procedimentos.

2.0 - PARCELA VARIÁVEL – DEFINIÇÕES, TIPOS E CÁLCULO DO VALOR

2.1 Definições

Neste item são identificados termos importantes para a compreensão do mecanismo da PV.

Função Transmissão (FT):

Refere-se ao conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares. Os tipos de FT são: Linha de Transmissão (LT), Transformação (TR), Controle de Reativo (CR) e Módulo Geral (MG) (2).

O tipo MG relaciona-se a equipamentos das instalações de transmissão tais como: malhas de aterramento, sistemas de telecomunicações, supervisão e controle, sistemas de ar comprimido, transformador de aterramento e de potencial e reator de barra não manobrável sob tensão, equipamentos de interligação de barra e barramentos. Observa-se que as indisponibilidades de equipamento MG geram desconto na receita relativo à PV somente quando o seu desligamento causar indisponibilidade de uma ou mais outras FT vinculadas à mesma subestação (quando indisponibilizar uma FT LT, por exemplo). Isso significa que os desligamentos de equipamentos MG, em condições normais, não implicam desconto de receita, pois não indisponibilizam outra FT.

Receita Anual Permitida (RAP):

Para cada FT, define-se uma RAP. Esta remunera os investimentos realizados pela Concessionária de Transmissão para a implantação das FT, incluindo a cobertura dos custos de operação e manutenção dos equipamentos durante a vigência da concessão.

Pagamento Base (PB):

A receita da transmissora é paga mensalmente em duodécimos da RAP ($PB = RAP/12$). O PB é a receita mensal de uma FT associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que a compõem.

Desligamentos Programados e Desligamentos Não Programados:

Os desligamentos das FT são considerados desligamentos não programados quando a intervenção é solicitada ao ONS com antecedência inferior a 24 (vinte e quatro) horas, com relação ao horário do desligamento, ou com antecedência entre 24 (vinte e quatro) horas e 48 (quarenta e oito) horas, com relação ao horário do desligamento e sem que seja possível ao ONS programar as condições operativas do SIN. Os desligamentos não programados são, também, denominados "outros desligamentos". Os desligamentos solicitados com antecedência superior aos citados acima são denominados desligamentos programados.

Padrão de Duração de Desligamento:

Refere-se à duração máxima admissível de desligamentos programados ou de outros desligamentos de uma FT no período contínuo móvel de doze meses, até o qual não se aplica o desconto relativo à PV.

2.2 Tipos de Parcela Variável

A resolução normativa nº 270/2007 da ANEEL trata da PV, apresentando como principal inovação o estabelecimento de um sinal econômico associado ao desempenho operacional do SEP. O desconto na receita relativo à PV é aplicado considerando as indisponibilidades ocorridas numa janela móvel de 12 meses.

Os tipos de PV são assim definidos:

Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI): Refere-se à parcela a ser deduzida do PB por desligamentos programados ou outros desligamentos decorrentes de indisponibilidades envolvendo o equipamento principal ou os equipamentos complementares da FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão. No cálculo da PVI, são utilizados fatores multiplicadores. Desligamentos programados implicam desconto correspondente de até 10 vezes o valor recebido por determinada FT e os não programados de até 150 vezes.

Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária (PVRO): Corresponde à parcela a ser deduzida do PB por restrição operativa temporária existente na FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, que resulte na redução da capacidade operativa da própria FT. O desconto na receita da FT por PVRO é proporcional à redução da capacidade operativa desta.

Parcela Variável devido à utilização de equipamento reserva: A utilização de um equipamento remunerado reserva, em substituição a uma FT da transmissora, implica desconto do PB da FT, ou seja, a suspensão do PB da unidade reserva durante o tempo em que foi utilizada. Como exemplo, tem-se o uso da unidade reserva dos bancos de transformadores monofásicos e dos bancos de reatores.

Além das definições acima, são de especial interesse as seguintes situações:

Atraso na entrada em operação de uma Função Transmissão: Atraso na data de entrada em operação comercial de uma nova FT estabelecida pela ANEEL, por motivo direta ou indiretamente imputável à concessionária de transmissão, gera desconto de receita no PB desta FT.

Adicional à Receita Anual Permitida: Para incentivo à melhoria no desempenho das FT, é previsto um valor adicional à RAP da FT. Este adicional será pago somente quando houver um desempenho superior ao padrão de desligamento previsto e está condicionado à existência de recursos obtidos com a PV relativa à indisponibilidade de outras FT. As empresas transmissoras devem avaliar se o valor do adicional à RAP compensará o investimento necessário.

2.3 Cálculo da Parcela Variável

Caracterizados os seus termos, pode-se apresentar a equação 1, por meio da qual é calculada a PVI.

$$PVI = \frac{PB}{1440D} K_p \left(\sum_{i=1}^{NP} DVDP_i \right) + \frac{PB}{1440D} \left(\sum_{i=1}^{NO} K_o_i DVOD_i \right) \quad (1)$$

PB: Pagamento Base da FT;

D: Número de Dias do mês da ocorrência;

NP: Número de desligamentos Programados da FT ocorridos ao longo do mês;

NO: Número de Outros desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês;

Kp: Fator multiplicador para desligamento Programado;

Ko: Fator multiplicador para Outros desligamentos (não programados) com duração de até 300 minutos;

PB / (1440xD): refere-se à receita da FT por minuto;

ΣDVDP: Somatório da Duração, em minutos, de cada desligamento Programado que ocorra durante o mês relativo a uma FT;

ΣDVOD: Idem, porém para os Outros desligamentos.

Observa-se, pela equação, que o fator Ko será reduzido para Kp após o 300º minuto de indisponibilidade.

Para se ter uma idéia dos valores envolvidos, pode-se utilizar como exemplo o caso de um desligamento não programado ocorrido na *Função de Transmissão* LT Itutinga – Juiz de Fora 345kV em 08/04/2008, das 17:40h às 17:42h, devido à atuação da proteção do Relé 21 na ocorrência de descarga atmosférica (3).

Considerando uma receita mensal (PB) de R\$1.106.584,84, a duração do desligamento não programado (Σ DVOD) como sendo de 2 minutos e o fator multiplicador K_o de 150, tem-se o valor R\$7.684,62 para a PVI. Considerando K_p para o ano 2, tal valor equivale a 0,69% do PB.

3.0 - IMPACTOS DA PV E PROPOSTAS DE MELHORIA NA EXPANSÃO DO SISTEMA

3.1 Avaliação da Utilização de Banco de Transformadores Monofásicos ou Transformador Trifásico

A expansão do parque de transformação brasileiro foi baseada na instalação de bancos de transformadores monofásicos, principalmente pelas estatais federais. Contudo, algumas transmissoras expandiram seus sistemas utilizando transformadores trifásicos com uma ou duas unidades adicionais usadas como reserva quente (em serviço); isso reduziu os investimentos destas empresas, com a conseqüente minimização das tarifas consideradas no modelo anterior à implantação da PV.

Considerando o novo cenário, torna-se importante na etapa de expansão, observar as seguintes questões sobre transformadores:

Utilização de banco de transformadores monofásicos: Em contingências, ocorrendo uma indisponibilidade no banco de transformadores, a unidade monofásica reserva substitui a fase defeituosa, reduzindo o tempo da indisponibilidade da FT com conseqüente minimização da PVI, que cessa a partir da ligação da unidade reserva. Neste caso, como a fase reserva é utilizada, haverá a suspensão do PB desta, mas não haverá a aplicação do fator multiplicador de penalidades K_o ou K_p , uma vez que a FT como um todo, estará em operação. Os fatores K_o e K_p são utilizados somente durante a indisponibilidade total da FT, ou seja, do início da indisponibilidade até o término das manobras para colocar a fase reserva em serviço.

Utilização de transformador trifásico: Em contingências, ocorrerá indisponibilidade total. Neste caso, haverá a aplicação dos fatores K_o e K_p no cálculo da PVI. Para indisponibilidades programadas ou não programadas para o transformador trifásico será utilizado K_o igual a K_p , iguais a 10 (dez).

Do exposto, verifica-se que a PV deverá ser mais uma questão a ser considerada na decisão de utilização de banco ou de transformador trifásico. Apesar do custo mais elevado de implementação dos bancos de transformadores monofásicos, sua utilização resultará condição operativa mais favorável em contingência, com a utilização da fase reserva, e, conseqüentemente, um desconto menor relativo à PV pela indisponibilidade da FT.

3.2 Especificação da Proteção de Transformadores

Os atuais relés digitais possuem um grande número de funções em uma só unidade. No planejamento de uma nova obra ou ampliação no SEP, deve ser criteriosamente estudado o uso dessas funções. Se a utilização de uma função de proteção levar ao atraso do retorno do equipamento em caso de contingência, deve ser avaliada uma proteção com indicação específica, para que o retorno do equipamento seja mais rápido, causando menos impacto em termos da PV.

Um exemplo de situação a ser evitada é aquela onde relés digitais possuem proteção diferencial e proteção para sobrecarga. Corretamente, quando ocorre atuação da proteção digital diferencial, deve haver a atuação do relé de bloqueio do transformador e os procedimentos de inspeção do mesmo. Porém, se a proteção de sobrecarga estiver sendo utilizada, esta não poderá atuar a proteção de bloqueio, pois, após a contingência, as condições do sistema elétrico poderão permitir o retorno do transformador sem que ocorra sobrecarga neste equipamento. Neste caso, não haverá a necessidade de inspeção e o transformador retornará em menos tempo à rede elétrica, contribuindo para a segurança operativa e a redução do desconto monetário da parcela variável.

Do exposto, conclui-se que, na implementação do conjunto de funções de um relé digital, deverá ser verificado se a simultaneidade de várias funções de um mesmo dispositivo não acarreta aumento do período de indisponibilidade de FT em uma contingência. Caso seja verificado um aumento deste tempo, a função deverá ser separada para que o desconto de PV seja o menor possível.

4.0 - IMPACTOS DA PV E PROPOSTAS DE MELHORIA NA OPERAÇÃO DO SISTEMA

Considerando as atividades de operação, vários procedimentos requerem análise e atualização, incluindo as fases de planejamento da operação, tempo real e a pós-operação. No contexto geral, algumas exigências já se mostram imperativas, tais como:

- Alteração das instruções normativas da operação;
- Adequação dos aplicativos dos sistemas de gerenciamento de desligamentos;
- Criação de aplicativos para gerenciamento das indisponibilidades e para a apuração da PV;
- Integração dos *softwares* de gestão de intervenções e de gerenciamento das indisponibilidades e da PV;
- Evolução do treinamento das equipes de operação com relação à PV.

Cresce em importância o telecomando, realizado pelos centros de operação das transmissoras, nas manobras em instalações do SIN, principalmente para que, com a coordenação destes, o tempo de indisponibilidade das FT seja reduzido.

De forma mais específica, alguns destes pontos podem ser destacados, conforme a seguir.

4.1 Religamento Automático de Linhas de Transmissão

Desligamentos com duração inferior ou igual a 1 (um) minuto, não geram desconto na receita. O religamento automático (RA) satisfatório, com o tempo em torno de um segundo, não é passível de PV.

Desta forma, a implantação do religamento RA em linhas de extra-alta tensão torna-se de interesse, pois o RA satisfatório evita descontos de PV relativos às faltas não permanentes, tais como aquelas causadas por descargas atmosféricas, ventanias, temporais, vegetação etc.

4.2 Procedimentos para Desligamentos de Maior Vulto

O processo de execução de manobras programadas para liberação de equipamentos para intervenções sofrerá forte impacto com a PV. Isto porque cada minuto de desligamento da FT terá reflexo expressivo na receita da empresa.

Sugere-se que as transmissoras implementem procedimentos específicos relativos a desligamentos simultâneos e de maior complexidade para evitar atrasos nos desligamentos e restabelecimento dos equipamentos com incidência de PV. Nos centros de operação, o processo de execução de manobras programadas para liberação de equipamentos para intervenções deverá ser otimizado. A simultaneidade de intervenções de grande vulto deve ser evitada.

4.3 Adequação e Integração de Sistemas de Gerenciamento de Intervenções e de Gestão da Parcela Variável

No contexto do item anterior, observa-se que o ONS (Operador Nacional do Sistema) possui o Sistema de Gestão de Intervenções (SGI), ambiente computacional acessado via *internet*, que é utilizado pelos Agentes para programação de suas intervenções em instalações do SIN. O SGI possibilita que o ONS e as empresas transmissoras acompanhem as etapas do processo da programação de intervenções. Todo o histórico de uma intervenção, desde a sua solicitação até o registro da conclusão do serviço, fica disponível para visualização (4).

Semelhante ao SGI, as empresas transmissoras possuem sistemas de gerenciamentos de intervenções. Com a regulamentação da PV, existe a necessidade da integração da gestão das intervenções e do gerenciamento da PV, visando reduzir as indisponibilidades e os descontos de receita devidos à mesma.

Deverá haver interface entre os sistemas computacionais de gerenciamento de desligamento de intervenções e de gestão da PV de forma que sejam minimizadas e otimizadas as intervenções, que estas ocorram no melhor período, que as franquias das FT sejam utilizadas da melhor forma possível e que o desconto relativo à PV seja minimizado.

4.4 Criação de Aplicativos de Gestão da Parcela Variável

Complementando os aplicativos indicados nos itens anteriores, sugere-se que as empresas transmissoras invistam no desenvolvimento de um conjunto de *softwares* de gestão da PV. Para o gerenciamento dos descontos relativos a tal mecanismo, dentre outros, são propostos aplicativos para realizar as seguintes tarefas:

- Registro atualizado de PB;
- Simulação de desligamentos e seus respectivos valores de PV;
- Contabilização dos desligamentos e dos valores a serem descontados devido à PV;
- Acompanhamento do período móvel de 12 meses relativo às indisponibilidades;
- Estatística de desempenho das FT;
- Verificação do valor a ser recebido como adicional à RAP;
- Gerenciamento dos tempos de franquia;
- Estatística de frequência de desligamentos programados e de outros desligamentos;
- Pesquisa de indisponibilidades com desconto de PV;
- Detalhamentos das FT relativos às características relevantes para o gerenciamento da PV;
- Verificação do programa de desligamentos e restrições das FT para inclusão de novos serviços.

4.5 Prioridade da Operação

Antes do início da aplicação da PV, em desligamento não programado de equipamentos do SIN, o principal objetivo era restabelecer as cargas e retornar a confiabilidade do sistema no menor tempo possível. No atual contexto, um fato poderá ocorrer: a priorização do retorno da FT com maior desconto de PV e não necessariamente a de maior importância sistêmica. Em certas contingências, poderá haver conflito de prioridade. Este impacto é negativo, podendo afetar a imagem pública das empresas transmissoras, pois a regulamentação da PV focaliza a disponibilização das FT e não, de forma direta, a confiabilidade e a continuidade do atendimento ao consumidor.

5.0 - IMPACTOS DA PV E PROPOSTAS DE MELHORIA NA MANUTENÇÃO DO SISTEMA

5.1 Manutenção de Equipamentos Energizados

Como a PV trata do controle da qualidade do SIN avaliando os desligamentos das FT, ações deverão ser realizadas para que as manutenções nas FT ocorram sem o seu desligamento. Isto impõe o aprimoramento das técnicas e do aparelhamento das equipes de manutenção.

Sendo assim, as transmissoras deverão buscar a realização de intervenções sem desligamento como, por exemplo, a manutenção em linha viva, ou seja, manutenção sem desligamento de suas LT para reduzir ou eliminar o impacto da PV na receita da empresa.

5.2 Falhas em Linhas de Transmissão Causadas por Queimadas

Muitas falhas em LT decorrentes de desligamento identificado ocorrem devido a queimadas nas faixas de servidão. Medidas de prevenção mais efetivas deverão ser tomadas para que não haja ocorrência de perdas significativas de receita da transmissão com a incidência dos descontos relativos à PV.

Deve-se atuar de forma preventiva para se evitarem tais desligamentos e o alto custo decorrente da violação dos padrões de duração e de frequência de desligamentos de LT causadas por queimadas. Recomenda-se que sejam realizadas inspeções terrestres especiais visando à identificação de faixas de servidão a serem limpas. Esta limpeza deve ser realizada no período anterior ao usualmente utilizado para as queimadas.

A conscientização dos proprietários de terras por onde passam as linhas de transmissão é necessária, principalmente, no caso brasileiro, a dos plantadores de cana de açúcar. Os mesmos devem estar cientes dos

riscos do desligamento das linhas e das penalidades a que eles estão passíveis ao realizarem queimadas para limpeza de terreno sem os critérios necessários.

6.0 - CONCLUSÕES

A aplicação da PV configura um novo cenário para todo o setor elétrico, onde vários avanços são esperados. Esse mecanismo incentiva a adoção de procedimentos de Expansão, Operação e Manutenção do sistema elétrico, para maximização da disponibilidade das FT e obtenção de todos os benefícios dela decorrentes. Para as transmissoras, torna-se vital a atualização dos processos de gestão de seus ativos de transmissão de forma a elevar o desempenho das suas instalações.

Avaliação da regulamentação vigente está sendo prevista, sendo a cada dois anos reavaliados os parâmetros de desligamentos adotados. Observa-se que tal avaliação, feita pela ANEEL, deve considerar que uma penalidade elevada poderá inviabilizar financeiramente as concessionárias, e que uma penalidade baixa poderá levar a um serviço de qualidade duvidosa. Estudos visando identificar o “valor ótimo” da penalidade devem ser realizados, para que os incentivos propostos funcionem da melhor forma possível.

Destaca-se que o regulamento busca, também, o menor preço para o consumidor, ou seja, a modicidade tarifária. Prevê-se que o destino da maior parte do valor arrecadado com a PV se reverta para o consumidor final.

Conforme ressaltado neste trabalho, o alcance dos possíveis ganhos advindos com a PV, para os sistemas, para as transmissoras e para os consumidores, exige que se lance uma nova visão para os procedimentos de gestão tradicionalmente adotados. Trata-se de um desafio para aqueles que atuam na área e espera-se que este trabalho contribua no sentido de vencê-lo.

7.0 - REFERÊNCIAS

- (1) ANEEL, RESOLUÇÃO NORMATIVA 166/2000, ANEEL, Fev. 2000, pp. 1-16, www.aneel.org.br.
- (2) ANEEL, Resolução Normativa 270/2007, Jun. 2007, pp. 1-16, www.aneel.org.br.
- (3) ONS, RELATÓRIO DE APURAÇÃO MENSAL DE SERVIÇOS E ENCARGOS DE TRANSMISSÃO, Maio 2008, pp. 1-174, www.ons.org.br.
- (4) ONS, SGI - Manual de Usuário - INTERVENÇÃO”, Fev. 2008, pp. 1-88, www.ons.org.br.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Ricardo Moraes de Aquino

Nascido em Juiz de Fora, MG em 23 de fevereiro de 1977

Mestrando (previsto 2009) em Engenharia Elétrica na UFMG e Graduado (2000) em Engenharia Elétrica, Modalidade Sistemas Elétricos de Potência na UFJF.

Empresa: CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais, desde 2001.

Atua no Centro de Operação do Sistema CEMIG – COS CEMIG