

PROPOSTA PARA REGULAMENTAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL DA RECEITA ANUAL PERMITIDA EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

Gabriel Nasser Doyle de Doile *

Nascido em São Gabriel - RS, em 14/03/1964, é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), no ano de 1998, pós-graduado em Engenharia Mecânica pela Escola de Engenharia da UFRGS, no ano de 2000 e em Economia e Regulação dos Serviços Públicos pela Universidade de Barcelona (UB), no ano de 2013. É Especialista em Regulação na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), desde janeiro de 2007, desenvolvendo atividades relacionadas à transmissão de energia elétrica.

Augusto Cesar Coelho Felix

Nascido em Brasília - DF, em 12/03/1986, é graduado em Engenharia de Controle e Automação pela Universidade de Brasília (UnB), no ano de 2009. É Especialista em Regulação na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), desde julho de 2014, desenvolvendo atividades relacionadas à transmissão de energia elétrica.

Endereço: SQN 402, Bloco F, 207 – Asa Norte – Brasília – DF – CEP: 70.834-060 – Brasil – Tel: +55 (61) 9863 5483 – Fax +55 (61) 2192 8747 – e-mail: doyle@aneel.gov.br

RESUMO

O presente trabalho propõe ampliar o debate acerca da modelagem e parametrização da Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) e da Parcela Variável por Restrição Operativa (PVRO) aplicada aos sistemas de transmissão de energia elétrica de Corrente Contínua em Alta Tensão (HVDC, do inglês *High Voltage Direct Current*). A regulação vigente que trata da aplicação da Parcela Variável (PV) data de 2007, com revisão em 2012, porém as primeiras concessões de um sistema de transmissão HVDC no Brasil foram contratadas em 2009. Frente a característica recente desses sistemas, de sua relevância ao setor e a perspectiva de novas concessões de sistemas HVDC, o objetivo do presente trabalho é fazer uma análise das particularidades dos sistemas HVDC, propondo alternativas que subsidiem a regulação para criar normativos capazes de incentivar a qualidade, a eficiência e a modicidade tarifária, bem como indicar a forma como se dará a parametrização dos multiplicadores de indisponibilidade programada e indisponibilidade forçada, K_p e K_o , respectivamente.

Palavras-chave: Parcela Variável, Receita Anual Permitida, Sistemas HVDC, Disponibilidade, Confiabilidade.

INTRODUÇÃO

Desde a publicação da REN nº 270, em 26 de junho de 2007, fruto de um intenso debate técnico com os agentes do setor elétrico e com a sociedade, através de Audiências Públicas, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador do setor elétrico brasileiro, adota uma Parcela Variável (PV) de 12,5% da Receita Anual Permitida (RAP) como incentivo econômico para melhoria na qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica. Para aplicação dos descontos disciplinados na REN nº 270, são utilizadas as Funções Transmissão (FTs) definidas na REN nº 191, de 12 de dezembro de 2005, para as quais atribui-se um Pagamento Base (PB) que corresponde a um percentual da RAP proporcional ao investimento previsto pela ANEEL para cada FT.

A RAP, dividida em 12 parcelas, é o montante mensal que a concessionária tem direito a receber, caso as suas instalações tenham ficado disponíveis ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) 100% do tempo.

Trata-se, a PV, de um incentivo relacionado com a qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica (RB) do Sistema Interligado Nacional (SIN). Este incentivo tem dois momentos distintos: (i) antes da implantação das instalações de transmissão, para que as concessionárias adquiram equipamentos robustos e com melhores garantias de performance; (ii) após a entrada em operação comercial, para que as transmissoras tenham um programa de manutenção adequado que permita uma maior disponibilidade dos ativos, bem como uma rápida recomposição após faltas ou desligamentos programados.

Este incentivo tem sido eficaz nas redes malhadas de corrente alternada (CA), mas não funciona bem em sistemas de corrente contínua (CC), devido a metodologia de aplicação que é voltada para sistemas malhados sob responsabilidade de múltiplas concessionárias. Os sistemas CC são, em geral, radiais e divididos entre poucas concessionárias.

Busca-se, neste trabalho, através de análise de dados estatísticos dos principais elos de CC em operação no mundo até o ano de 2013, uma síntese que represente a disponibilidade de cada elemento do elo. Por meio de simulações, busca-se a melhor forma de incentivar as concessionárias tanto na fase pré-aquisição quanto na fase de operação comercial. O desconto na PV deve ser tal que, se a transmissora que consegue uma melhora na disponibilidade dos seus ativos, tem uma redução do desconto na PV. Já a concessionária que piorar o seu desempenho, terá um aumento do desconto na PV. Estes incentivos só se materializam se os investimentos necessários para atingir os objetivos de disponibilidade tenham uma correspondente redução do desconto na PV. Essa redução do desconto na PV tem que ser maior do que os investimentos necessários, considerados ambos no longo prazo.

De posse desses dados, efetua-se uma análise quantitativa e paraleliza-se com os resultados dos sistemas CA para definir as FTs sobre as quais serão aplicadas a PV, nos sistemas HVDC, bem como os valores dessa PV que melhor cumprirão com o objetivo de incentivar a aquisição de equipamentos robustos e a excelência em O&M com melhor desempenho e maior disponibilidade desses sistemas de CC.

Como o desconto é limitado em 12,5% da RAP para o período contínuo de doze meses anteriores ao mês da apuração, incluindo este, caso o desconto calculado pela metodologia descrita na REN nº 270 seja superior a 12,5% da RAP, não haverá incentivo efetivo para a instalação de equipamentos mais robustos nem para uma

manutenção mais cuidadosa, pois os esforços do empreendedor não seriam compensados pela correspondente redução de desconto na PV. Considerando este limite, a melhor efetividade da PV é obtida com um desconto tal que para um desempenho minimamente desejável tenha-se um desconto médio de 6,25% com um desvio padrão menor do que 6,25. Ou seja: a transmissora parte de um desconto médio em relação ao limite da norma e terá um desconto maior se piorar o desempenho e um desconto menor se, por outro lado, melhorar o desempenho.

Neste trabalho buscar-se-á uma regra, baseada no histórico de desempenho de elos HVDC que definem o desempenho mínimo estabelecido nos contratos de concessão, que resulte nestes valores de desconto e, portanto, seja um incentivo efetivo para melhoria na qualidade do serviço.

MARCO REGULATÓRIO

Até a finalização deste trabalho não havia REN para disciplinar a aplicação da PV e definir as FTs nos sistemas de transmissão em CC. A REN nº 191, de 12/12/2005, entre outros, define as FTs e os respectivos PBs para os sistemas em CA. A Tabela 1 mostra um resumo das FTs em CA.

Tabela 1 - Funções Transmissão conforme REN 191

FT	Equipamento(s)
LT - Linha de Transmissão	Linha de Transmissão e respectivos terminais
TR - Transformação	Transformador de potência e conversor de frequência
CR - Controle de Reativos	Reator em derivação e compensador série manobráveis sob tensão, banco de capacitor, compensador síncrono e compensador estático
MG - Módulo Geral: Malha de aterramento, terreno, sistemas de telecomunicações, supervisão e controle comuns ao empreendimento, cerca, terraplenagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, esgoto, Equipamentos de conexão e aqueles associados ao equipamento principal, canaletas, acessos, edificações, serviços auxiliares, área industrial, sistema de ar comprimido comum às funções, transformador de aterramento e de potencial e reator de barra não manobrável sob tensão, e equipamentos de interligação de barra e barramentos	

Em que pese o conversor de frequência estar previsto como FT-TR, esta definição é muito vaga, dada a complexidade de um sistema de conversão de frequência, que traz muitos e importantes outros equipamentos associados ao conversor propriamente dito. Na sua essência os sistemas em CC são indivisíveis, pois qualquer falta em seus componentes acarreta em perda, parcial ou total, da capacidade de transmissão.

De acordo com a Resolução, uma FT é definida como “o 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”. Dessa forma a FT em sistemas HVDC deve ser composta por um polo completo, incluindo conversoras, transformadores, filtros, linha de transmissão e todos os equipamentos necessários ao funcionamento do polo.

A REN nº 270, entre outros, estabelece a PV e as regras para sua aplicação, para incentivo à melhoria na qualidade dos serviços de transmissão. Nela são definidas a PVI e a PVRO, bem como os multiplicadores K_o (para desligamentos não programados até 300 minutos) e K_p (para desligamentos programados para manutenção e não programados a partir do 300º minuto). A PVI a ser descontada do PB de uma FT, será calculada por meio da seguinte fórmula:

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

Onde:

PB = Pagamento Base da FT;

$\sum DVDP$ e $\sum DVOD$ = Somatórios da Duração Verificada de Desligamento Programado e da Duração Verificada de Outros Desligamentos de uma FT, em minutos.

D = Número de dias do mês da ocorrência;

NP = Número de Desligamentos Programados da FT ocorridos ao longo do mês e

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

Na maioria das FTs, $K_o = 150$ e $K_p = 10$. A PV está limitada a 50% do PB por FT no mês; 25% do PB por FT nos últimos 12 meses e 12,5% da RAP da transmissora por período de 12 meses. Como a PV se trata de um incentivo à qualidade do serviço, é de aplicação direta sem direito de defesa das concessionárias. A ampla defesa e o contraditório estão assegurados nos processos de fiscalização para cada caso, onde há ainda a possibilidade de aplicação de penalidades de acordo com os contratos de concessão.

RAP E PV EM SISTEMAS CA

As transmissoras ainda não absorveram a PV como um incentivo e a recebem como penalidade, sobretudo nos casos de atraso na entrada em operação de novas instalações, quando facilmente a PV chega ao limite anual de 12,5% da RAP e é cobrada justamente nos quatro primeiros meses em que a concessionária tem direito ao recebimento da RAP correspondente a tais instalações. A ANEEL tem envidado esforços no sentido de que a PV, criada com o objetivo de incentivar a melhoria na qualidade do serviço, não se torne um desincentivo. Justo quando este trabalho estava sendo concluindo, a REN nº 270 estava em Audiência Pública com vistas ao seu aperfeiçoamento.

O ONS está encarregado de apurar os tempos de indisponibilidade e cobrar a PV das Transmissoras. Anualmente é emitido um relatório, no qual o ONS aponta as receitas e as PVs de cada Transmissora. No relatório 2013/14 [3], o Operador apurou 86 Transmissoras e 140 Contratos de Concessão, os quais tem a receita paga por 400 usuários entre Geradores, Distribuidoras, Consumidores Livres e Conexões Internacionais. A Tabela 2 mostra um resumo do apurado nos últimos anos.

Tabela 2 – RAP x PV apuradas pelo ONS

	RB	RBF	Total
RAP (R\$)	7,9 bilhões	736 milhões	8,6 bilhões
PVI	80 milhões	10 milhões	90 milhões
% RAP	1%	1,4%	1%
PV atraso	61 milhões	5 milhões	66 milhões
% RAP	0,8%	0,7%	0,8%

Onde:

RB = Rede Básica do SIN, composta pelas instalações com tensão igual ou superior a 230 kV;

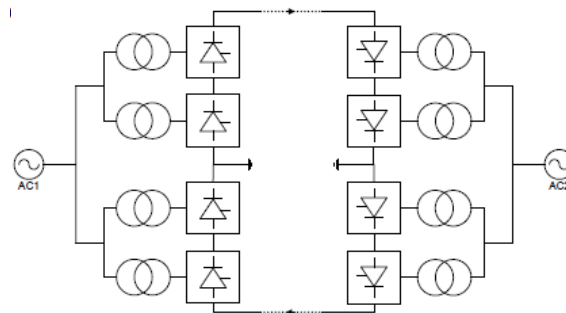
RBF = Rede Básica de Fronteira, composta pelos equipamentos de transformação cuja tensão maior é igual ou superior a 230 kV e a tensão menor é inferior a 230 kV;

Desconsiderando a PV por atraso na entrada em operação e considerando uma média entre as saídas programadas para manutenção e as saídas forçadas, temos que a Rede Básica, incluindo a rede de fronteira, teve uma indisponível apurada de cerca de 1,15% do tempo. No entanto a indisponibilidade apurada, com base na regulamentação que tem limitadores e exceções, não representa a real disponibilidade da rede. Estes números podem estar distorcidos nas redes radiais pois, pela norma, quando sai de operação uma FT, a PV é descontada apenas dessa FT e não, das demais FTs em série. As transmissoras aproveitam a saída de uma linha de transmissão, por exemplo, para fazer a manutenção das subestações em série e vice-versa.

Uma disponibilidade de 98,5% é comum e, normalmente, requisito de projeto. Disso pode inferir-se que a PV como está aplicada na rede CA fornece um bom sinal regulatório para a otimização da disponibilidade das instalações. No entanto, não há histórico de PV em sistemas HVDC.

ELOS CC

Um elo CC é composto basicamente por quatro elementos: conversores (válvulas), transformadores conversores, filtros e linha de transmissão. Falhas em qualquer um desses equipamentos, ou de seus complementares, comprometem a sua capacidade de transmissão, desde uma pequena redução até a interrupção total, dependendo



do tipo de falta.

Figura 1 – Esquema simplificado de um bipolo CC

Em 2013 já havia mais de 80 elos CC em operação no mundo [4], 15 destes apenas na China. A cada dois anos o, Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricas (Cigre, do francês *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*) publica uma pesquisa sobre a confiabilidade e disponibilidade dos sistemas CC em operação [5], com exceção dos sistemas chineses. A Tabela 3, a seguir, mostra os resultados dessas pesquisas de 1999 a 2010, em indisponibilidade média percentual. Como os transformadores conversores (TRCs) são os equipamentos que ao saírem de operação demandam mais tempo para recomposição, foram tratados em separado.

Tabela 3 – Equipamentos CC x Indisponibilidade

Equipamentos	Indisponibilidade
Todos menos TRCs	0,64%
Somente TRCs	19,79%
Média total	2,30%

No artigo de referência [6] é apresentada uma pesquisa nas 13 instalações em CC da State Grid Corporation of China (SGCC), em operação até o ano de 2011. Em termos de energia a SGCC chega a uma disponibilidade

média de 94,15%, porém aí está considerado o período de baixa hidraulicidade, quando alguns bipolos de CC são desligados para manutenção. Em termos de saídas forçadas a SGCC tem números muito menores. Desde 2003 houve apenas 12 saídas forçadas de bipolo e 121 de polo. O número médio de saídas forçadas de polo, calculado pelo quociente entre o número de saídas ao ano pelo número de instalações em operação, baixou de 3,5 por ano em 2003 para 0,88 saídas por ano em 2010.

Em [7] o autor compila os dados desses e outros estudos e estabelece, para cada componente de um sistema CC, as taxas médias de falha, tempo de reparo e indisponibilidade média anual.

Tabela 4 – Taxa de falha e indisponibilidade

Equipamento	Taxa	Tempo	Indisp.
TRC	0,024/a	2160h	51,8h/a
Disjuntores	0,075/a	3h	0,23h/a
Conversores	1,478/a	7,4h	10,9h/a
Linha 1 polo	0,4/1000km/a	24h	9,6h/a
Linha 2 polos	0,03/1000km/a	168h	5h/a

A Figura 2, a seguir, mostra os detalhes dos equipamentos do polo de um elo CC.

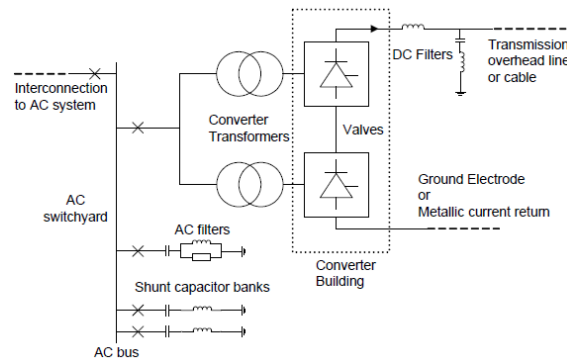


Figura 2 – Equipamentos de um polo CC

As válvulas conversoras e os transformadores conversores são os dois pontos críticos desse sistema, que devido a uma falta podem interromper 100% da capacidade de transmissão. São, também, os equipamentos que demandam mais tempo de reparo e causam maior indisponibilidade ao ano.

Em pesquisa realizada pelo Cigre [4] com 36 agentes que operam sistemas em CC, aproximadamente 46% do total em operação a época do estudo, chegou-se a uma taxa de falhas em transformadores conversores de 0,04171 falhas por ano ou uma falta por ano para cada grupo de 25 transformadores. Com essa taxa e considerando o tempo de reparo apurado em [7] temos uma indisponibilidade média anual de 90 horas.

Os principais motivos de faltas em transformadores conversores apontados pelo Cigre são:

- a) Conexões 51%;
- b) LTC (*load tap changer*) 16%;
- c) Buchas 14%;
- d) Núcleo 11%;
- e) Enrolamento CC 7,5% e
- f) Enrolamento AC 1%.

No trabalho de referência [7] o autor faz uma comparação da disponibilidade de sistemas de extra alta tensão em CC e em CA. A conclusão é que as taxas de falha e tempos de reparos para transformadores e linhas são iguais em ambos os sistemas. O estudo compara circuito simples CA com polo CC e circuito duplo CA com bipolo CC.

OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO x PARCELA VARIÁVEL

A qualidade da prestação do serviço de transmissão de energia é dividida em duas etapas: etapa pré-operacional e etapa operacional, como visto anteriormente. A qualidade da etapa operacional é determinada pelo padrão de equipamento adquirido na etapa pré-operacional e pela quantidade de recursos alocados pela transmissora para Operação e Manutenção (O&M) das instalações de transmissão. Na composição da RAP que a ANEEL estabelece como teto no leilão de transmissão de energia elétrica consta uma parcela de recursos para o custeio de O&M. Este valor é regulado e varia de 1,8% a 2%, a depender das características da concessão.

Na etapa operacional o desconto na PV junto com os custos de O&M se mostram como as duas variáveis que estão diretamente relacionadas à disponibilidade das instalações. A transmissora encontrará portanto uma disponibilidade das suas instalações de transmissão economicamente atrativa quando a soma do desconto da PV e os custos de O&M sejam mínimos, tal como ilustrado no gráfico da Figura 3. Os custos de O&M crescem exponencialmente a medida que chegam a um valor de indisponibilidade zero. Já a PV cresce linearmente até o limite de 12,5% da RAP, conforme estabelecido pela REN 270.

A alocação dos recursos de O&M podem ser consideradas na ótica da suficiência e da eficiência. Entende-se que a alocação de recursos para O&M seja suficiente quando o valor regulado pela a ANEEL de O&M atenda a todos os gastos de O&M. Entende-se que os gastos de O&M sejam eficientes quando a transmissora alcança um padrão esperado de disponibilidade de suas instalações. A análise do custo de O&M sob a ótica da sua alocação suficiente e de seu dispêndio eficiente pode trazer algumas importantes considerações, podendo ser divididos em quatro grupos: O&M suficiente e gastos eficientes, O&M suficiente e gastos ineficientes, O&M insuficiente e gastos eficientes e O&M insuficiente e gastos ineficientes.

Para a hipótese de valor de O&M insuficiente e gastos ineficientes, é possível supor que na etapa pré-operacional a transmissora tenha adquirido equipamentos de qualidade inferior e por essa razão venham a exigir um maior montante de recurso para sua operação e manutenção adequada. Para evitar essa situação, o desconto na PV deve ser aplicado em seu valor máximo, além de aplicar a multa contratualmente estabelecida por indisponibilidade de ativos.

Para as hipóteses de valor suficiente e gastos ineficientes e de valor suficiente e gastos eficientes, temos a situação que é ilustrada pelo gráfico da Figura 3. Tal gráfico indica que o ponto no qual a transmissora terá maiores ganhos é aquele que faz com que o percentual despendido em O&M somado do percentual de RAP descontado na PV seja mínimo. Tal situação leva a busca pela eficiência através do ponto de mínimo da curva % (O&M + PV), que é um ponto de equilíbrio para o qual o sistema naturalmente converge. Do ponto de vista regulatório esses dois cenários são os mais interessantes, restando o incentivo a busca do ponto de equilíbrio determinado apenas pela parametrização do desconto na PV.

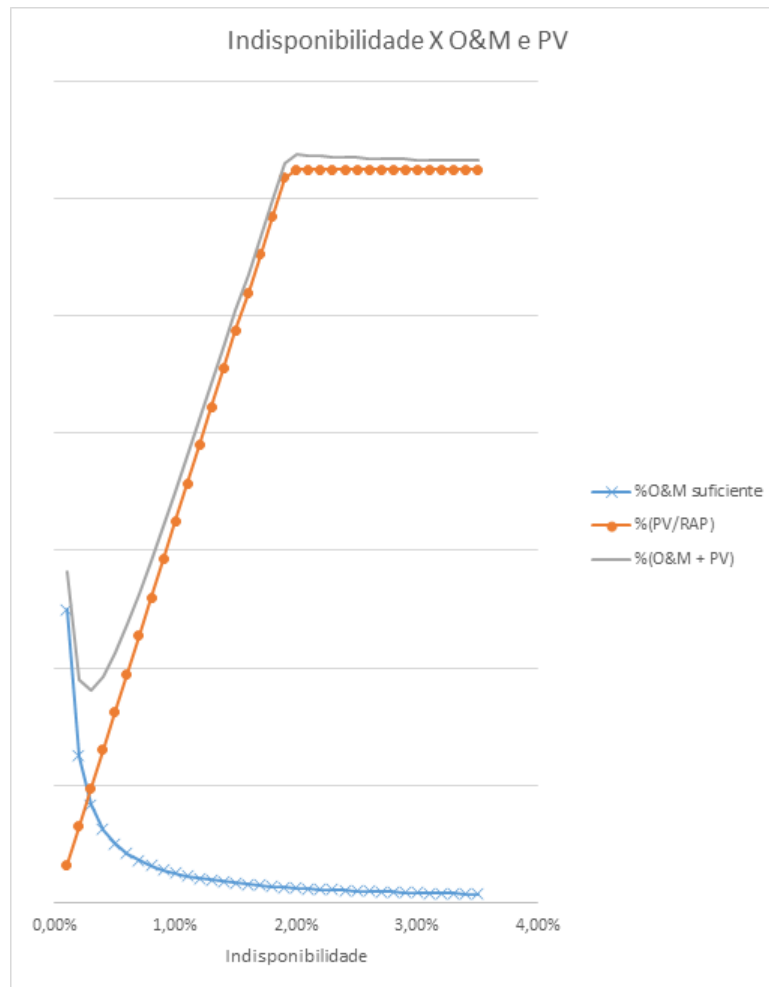


Figura 3 – Relação da Indisponibilidade em função do valor percentual de O&M e PV/RAP

Ainda desenvolvendo as duas hipóteses indicadas acima, analisou-se dois cenários para a parametrização do multiplicador para saídas programadas (K_p) e para saídas forçadas (K_o). O primeiro assume que o desconto máximo na PV, de 12,5% da RAP, seja aplicado para a disponibilidade mínima contratual. O segundo considera o valor de desconto médio, de 6,25% da RAP, seja aplicado para a disponibilidade mínima contratual. O primeiro caso indica uma inclinação da reta $\%(PV/RAP)$ maior e por consequência disso o ponto de equilíbrio tende a um valor mais próximo da disponibilidade de 100%. No entanto para a PV cumprir com o seu papel de incentivo à eficiência, verificou-se que o segundo caso se mostra mais adequado, visto que ele permite que o desconto da PV seja aplicado a um valor de indisponibilidade duas vezes maior que no primeiro caso.

Para a hipótese de valores de O&M insuficientes e gastos eficientes, indica a existência de uma distorção no modelo de transmissão por conta do valor regulado de O&M. Como o valor de O&M é incapaz de remunerar os gastos idealmente eficientes da transmissora no sentido de disponibilizar suas instalações de transmissão esse fato diminui a atratividade da concessão a ser licitada, induzindo a compra de equipamentos de qualidade inferior e ao dispêndio de O&M em valor incapaz de levar a uma condição de disponibilidade esperada, ainda que feito de forma eficiente. Em tal hipótese a alocação de recursos de O&M insuficiente leva o ponto de equilíbrio com valor de disponibilidade inferior à hipótese de alocação de recursos de O&M suficiente. Tal como ilustrada na Figura 4 indicada abaixo.

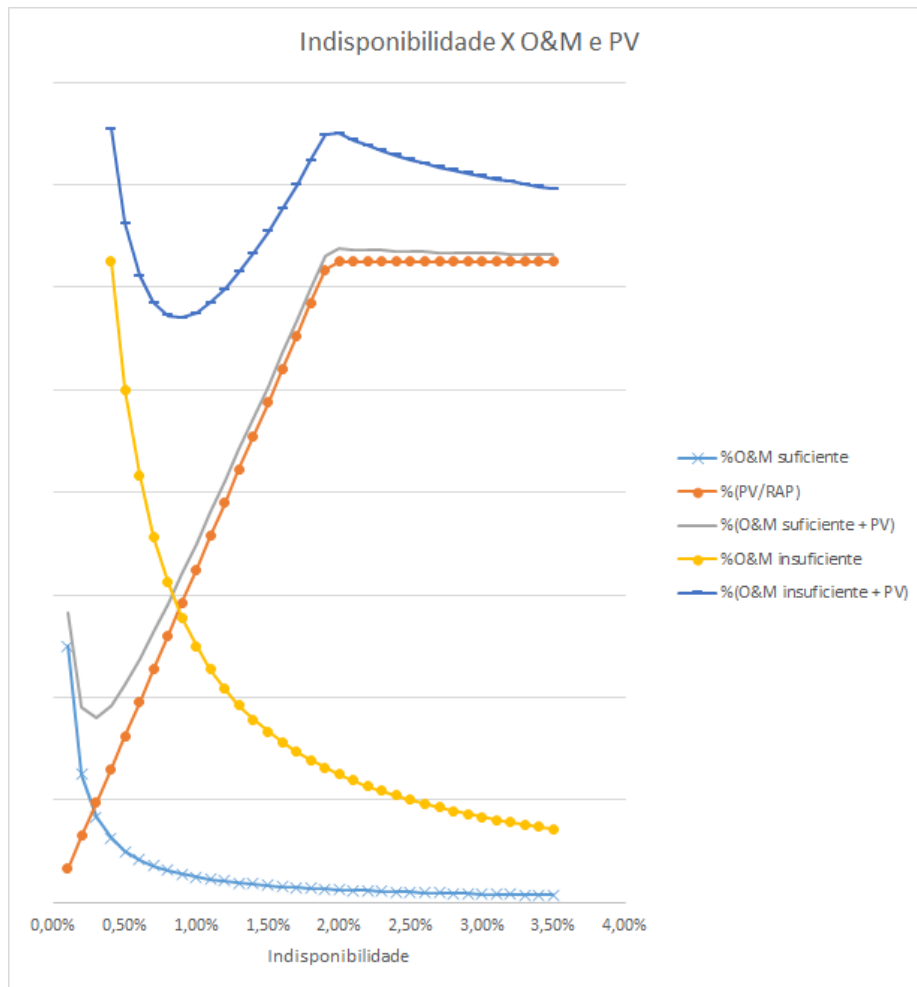


Figura 4 – Relação da Indisponibilidade para recursos de O&M insuficiente

A percepção de que o O&M regulamentado pela ANEEL pode estar descolado do valor praticado no setor elétrico leva à questão: qual relação existe entre a disponibilidade das instalações com o custo da qualidade desse serviço? A fim de responder esse questionamento realizou-se uma pesquisa bibliográfica no sentido de quantificar o investimento necessário para aumentar a qualidade. Segundo o artigo [8], onde o autor realiza um estudo para quantificar o impacto financeiro do programa Seis Sigma em grandes corporações. Programa esse que envolve um conjunto de práticas desenvolvidas para melhorar sistematicamente os processos ao eliminar as não conformidades de um produto ou serviço. Verificou-se com base no artigo que a implementação desse sistema de qualidade em 28 empresas pesquisadas levou a poupar em média 1,7% de sua receita no período de sua implementação. Ainda segundo o artigo, duas das empresas que declararam os valores reais gastos na implementação do programa Seis Sigma, indicaram que o custo de sua implementação correspondeu a 0,42% de sua receita entre os anos de 1996 e 1999, no caso da *General Electric* (GE), e de 0,81% de sua receita entre 1998 e 2001, no caso da *Commonwealth Corporation*. Vale observar que se trata de setores diversos ao setor elétrico, e que a citação desse artigo baliza valores médios esperados pela implementação de um sistema de qualidade capaz de aumentar a disponibilidade das instalações de transmissão, sem a pretensão de ser um elemento determinativo de como deve ser tratado o custeio de O&M.

PROPOSIÇÕES

Os dados estatísticos de sistemas em CC no Brasil são insuficientes para fazer-se uma comparação com os dados dos sistemas CA, no entanto verifica-se que a disponibilidade média do sistema CA brasileiro é similar à disponibilidade dos sistemas CC no mundo. Isto comprova que, por similaridade, pode-se aplicar a PV por indisponibilidade nos sistemas CC. Porém deve-se adequar a equação para que resulte em descontos na faixa que efetivamente incentiva a busca por melhora na disponibilidade.

Tratamento diferenciado foi dado aos sistemas CC para escoamento das usinas hidrelétricas do Rio Madeira e da Usina Belo Monte, no Rio Xingu [9]. Nos contratos de concessão desses sistemas está previsto que, para efeitos da PV, conversores serão equiparados com a FT-TR e linha CC com FT-LT. São previstas quatro FTs-TR e duas FTs-LT por bipolo. Na FT-TR estão incluídos, além das válvulas, todos os demais equipamentos integrantes do polo, como transformadores, filtros, reatores de alisamento e eletrodos de terra.

Baseado nos dados compilados neste trabalho busca-se adequar as FTs dos sistemas CC. Como as estatísticas são muito similares, as linhas de CC poderiam ser tratadas como FTs iguais as linhas em CA. Porém a LT-CC é indispensável para a operação das conversoras e há que se particularizar caso a caso. No sistema de transmissão do Madeira, as linhas foram dimensionadas com o dobro da capacidade nominal de cada bipolo. Com isso, cada linha é capaz de transmitir a potência dos dois bipolos, operando em paralelo. Este é um caso de separação da FT Linha das FTs Conversoras, conforme foi feito com a contratação das linhas separadas das conversora. Já no caso de Belo Monte, as LT-CCs serão exclusivas para cada bipolo e, no caso do primeiro bipolo, foi contratada em conjunto com as conversoras. Neste caso, seria mais adequada uma única FT linha mais conversora.

Com base no conceito de FT, definido na REN 191, não faz sentido a separação dos elementos de um polo de corrente contínua, logo propõe-se que cada polo, composto por retificadora, linha de transmissão e inversora seja uma única FT. Cabe destacar que neste caso a parametrização da PV, conforme norma vigente, levará a um desconto calculado na PV maior do que o limite regulamentar de 12,5% ao ano. É necessária, portanto uma nova parametrização dos multiplicadores K_o e K_p para chegar-se ao desconto adequado.

Outras questões a se resolver são os equipamentos comuns aos dois polos, tais como: eletrodos de terra e controle mestre, assim como os equipamentos reservas: filtros, reatores, capacitores e unidades transformadoras. É mais adequado que os equipamentos singulares sejam alocados a um dos polos e que seja atribuído um PB para os equipamentos reservas, de forma que seja possível aplicar um desconto na PV quando estiverem substituindo o equipamento principal.

Da mesma forma como estão previstas franquias na REN nº 270 para as FTs em CA, propõe-se aqui a manutenção das franquias para linhas de transmissão tal como está na norma, por estrutura afetada em caso de queda de torre e em caso de queda de cabos. No caso dos transformadores conversores deve se determinar uma franquia suficiente para substituição do equipamento em falta pelo reserva. Propõe-se o estabelecimento de uma franquia para reparo nas válvulas conversoras, no caso de ruptura interna com desligamento total da instalação. Faltas devidas a falhas de comutação estarão isentas de PV, caso a capacidade de transmissão seja reestabelecida em até um minuto, conforme a REN nº 270 prevê para os sistemas CA.

Tempos de franquia inferiores às médias verificadas nas referências deste trabalho podem representar um incentivo a melhoria na qualidade da O&M, bem como no tempo de reparo dos equipamentos. Considerando que os sistemas em CC, normalmente, são para escoamento de grandes parques geradores e que a sua entrada em

operação comercial se dá durante a motorização das usinas, não permitindo a sua utilização a plena carga logo nos primeiros meses de operação, propõe-se que franquia inicial de seis meses, prevista na REN nº 270, seja contada a partir dos testes finais de cada modo de operação.

Como perspectivas de próximos trabalhos, fica a proposta de desenvolver um estudo que verifique a adequação do valor de O&M regulamentado com relação aos valores praticados do setor elétrico.

CONCLUSÕES

Considerando um bipolo de corrente contínua com uma RAP x , teremos uma PV limitada a $0,125x/\text{ano}$. Aplicando as regras da PV vigentes na data deste trabalho e os requisitos mínimos de disponibilidade e confiabilidade dos contratos de concessão, 99% de disponibilidade e 2,5 saídas forçadas ao ano, teríamos um desconto calculado superior ao limite estabelecido na norma. Este desconto não cumpre com o objetivo da PV que é incentivar a aquisição de equipamentos mais robustos e a excelência em O&M para aproximar a disponibilidade dos 100%. A solução que se propõe é uma nova parametrização dos multiplicadores K_o e K_p de forma que os desconto na PV, quando a disponibilidade e a confiabilidade atendam o mínimo contratual, esteja próximo de 6,25% ou seja, de $0,0625x/\text{ano}$.

REFERÊNCIAS

- [1] Resolução Normativa ANEEL nº 191, de 12 de dezembro de 2005. Disponível na página www.aneel.gov.br;
- [2] Resolução Normativa ANEEL nº 270, de 26 de junho de 2007. Disponível na página www.aneel.gov.br;
- [3] Relatório de Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão, junho de 2014. Disponível na página www.ons.org.br;
- [4] Dhaliwal, Narinder - Report on 2013 Transformer Failure Survey - Cigre Study Committee B4 HVDC and Power Electronic Equipment - AG B4-04;
- [5] Bennett, M.G. - A Survey of the Reliability of HVDC Systems Throughout the World, from 1999 to 2010, Cigre;
- [6] Ji, Xiaotong - The Reliability of HVDC Projects in SGCC and the Operation Experience, State Grid Corporation of China – Beijing, 2012;
- [7] Lindén, K e outros - Reliability study methodology for HVDC grids, cigre, 2010;
- [8] Pulakanam, Venkateswarlu - Costs and Savings of Six Sigma Programs: An Empirical Study, University of Canterbury – India, 2012; Disponível na página: <http://asq.org/qic/display-item/index.html?item=35200>
- [9] Contratos de Concessão nº 010/2009-ANEEL; nº 012/2009-ANEEL; nº 015/2009-ANEEL e nº 014/2014-ANEEL; Disponíveis na página www.aneel.gov.br;