



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Contratação Otimizada do Uso da Rede Básica

Helcimar N. Silva	Rodrigo R. Hostt	Luis Carlos de M. Ribeiro
Cemig Distribuição S.A.	Cemig Distribuição S.A.	Cemig Distribuição S.A.
helcimar@cemig.com.br	rodrigo.hostt@cemig.com.br	lcmiranda@cemig.com.br

PALAVRAS-CHAVE

Contratação MUST;
Modicidade tarifária;
Rede Básica;
TUST.

RESUMO

Por imposição da regulamentação do setor elétrico tornou-se necessário que a contratação da energia elétrica ocorresse de forma separada da contratação do acesso e do uso do sistema de transmissão. Assim, a partir de 2003 foi iniciada a redução anual de 25% das demandas dos Contratos Iniciais das distribuidoras, que passaram a contratar segundo a Resolução ANEEL 281, de 01.10.1999.

A partir de então, a cada ano, os geradores assumiram a parcela correspondente a 25% de sua potência instalada, deduzindo-se a parcela dos serviços auxiliares, de modo que as cargas e os geradores dividissem os encargos pelo uso da rede básica.

Com o término dos Contratos Iniciais em 2005, as Distribuidoras passaram a adotar, premissas na contratação do uso do sistema de transmissão que permitiram o adequado dimensionamento e proporcionariam uma redução dos custos, contribuindo para a modicidade tarifária de seu mercado.

Um acompanhamento das medições nos pontos de fronteira com a Rede Básica, exigirá uma atenção especial visando eliminar a ocorrência de ultrapassagem dos montantes contratados, além de possibilitar a melhor gestão de seu mercado/sistema e a viabilização de produtos como a comercialização de energias especiais.

1. INTRODUÇÃO

Conforme disposto nos artigos 09 e 10 da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, para todos os efeitos legais a compra e a venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados, deve ser contratada separadamente do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Em decorrência disto, nos anos de 2003 a 2005, os montantes de energia dos Contratos Iniciais deveriam ser descontratados à razão de anual de 25% do montante referente ao ano de 2002, chegando-se ao ano de 2006 com toda energia fora dos Contratos Iniciais.

Assim, em 2003 foi iniciada a redução gradual dos montantes de demanda vinculados aos Contratos Iniciais firmados entre as concessionárias de geração e de distribuição. Neste ambiente de transição, os geradores começaram a pagar o uso do sistema de transmissão, enquanto as distribuidoras, que até

então respondiam pela totalidade dos encargos, passaram a responder pelo pagamento de dois tipos de tarifas de transmissão: as tarifas nodais, associadas a cada ponto de conexão e calculadas com base no uso efetivo que cada acessante faz da Rede Básica; e a tarifa selo, associada aos Contratos Iniciais, a ser aplicada à parcela remanescente de demanda contratada naquele ambiente.

O pagamento do uso da transmissão aplica-se também à geração da Itaipu Binacional. Entretanto, devido às características legais dessa usina, os encargos correspondentes à redução dos Contratos Iniciais foram assumidos pelas concessionárias de distribuição detentoras das respectivas quotas-partes da potência da usina, à razão de 25% ao ano.

O ambiente de transição ocorreu no período entre 01 de janeiro de 2003 e 31 de dezembro de 2005, quando os montantes vinculados aos Contratos Iniciais foram reduzidos à razão de 25% ao ano, e cabendo a todos os agentes - geradores, distribuidores, importadores e exportadores de energia - e também aos consumidores livres atendidos em tensões maiores ou iguais a 230 kV.

Os valores efetivamente pagos pelas concessionárias de distribuição são refletidos nas tarifas de uso do sistema de distribuição – TUSD, dos consumidores e demais agentes conectados aos sistemas de distribuição, que irão compor a Parcela A da TUSD, de custos não gerenciáveis, e conseqüentemente repassados aos clientes, para manter o equilíbrio econômico e financeiro assegurado no contrato de concessão. Essa metodologia de repasse dos encargos de transmissão para as tarifas de distribuição está estabelecida na Resolução 166, de 10 de outubro de 2005.

Uma contratação otimizada do uso do sistema de transmissão trará benefícios diretos às concessionárias de distribuição no que diz respeito ao fluxo de caixa e à competitividade de seus clientes (geradores e consumidores), que terão tarifas menores.

O objetivo deste trabalho é debater o aperfeiçoamento dessa contratação, visando garantir o melhor resultado financeiro com o menor risco possível, para a distribuidora, contribuindo para a modicidade tarifária.

2. ASPECTOS REGULATÓRIOS

Além da citada Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, dos procedimentos definidos no submódulo 15.4 dos Procedimentos de Rede, a ANEEL emitiu critérios complementares relacionados à contratação dos montantes de uso da rede básica.

2.1. Regulamentações que definiram as Demandas dos Contratos Iniciais.

- Resolução ANEEL nº 358, de 28 de junho de 2002, estabelece que as concessionárias e permissionárias de distribuição deverão celebrar os contratos de conexão e de uso, de que trata a Resolução 281, de 01 de outubro de 1999.
- Resolução ANEEL 267, de 13 de agosto de 1998; Resolução 451, de 29 de dezembro de 1998; Resolução 141, de 09 de junho de 1999; Resolução 444, de 22 de novembro de 2000, que homologaram os montantes de energia e demanda de potência para os contratos iniciais de compra e venda de energia e define os valores a serem considerados no cálculo da tarifa de transmissão para a concessionárias das regiões Sul, Sudeste, Norte e Nordeste.
- Resolução ANEEL 232, de 27 de julho de 1999, que homologa os montantes de energia e potência assegurada das usinas hidrelétricas pertencentes aos concessionários das Regiões Sul, Sudeste, Centro Oeste, Norte e Nordeste, para o período de 1999 a 2002. (potência assegurada das UHE).

2.2. Regulamentações que estabelecem as regras de Acesso e Uso do Sistema de Transmissão.

- Resolução ANEEL 247, de 13 de agosto de 1999, que altera as condições gerais da prestação de serviços de transmissão e contratação do acesso, compreendendo os Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão - CPST, Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST e do Contrato de Conexão do Sistema de Transmissão - CCT, vinculadas à celebração dos contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica.
- Resolução ANEEL 281, de 01 de outubro de 1999, que estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.
- Resolução ANEEL 655, de 29 de novembro de 2002, que estabelece as condições para celebração de contratos distintos para a conexão, para o uso do sistema de transmissão e distribuição e para compra de energia elétrica, com responsáveis por unidades consumidoras do Grupo A, regulamentando o disposto no art. 1º do Decreto 4.413 de 07.10.2002
- Resolução ANEEL 219, de 23 de abril de 2003, que dá nova redação ao art. 22 da Resolução ANEEL 281 de 01.10.1999, que estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, com prazo para republicação integral e atualizada da Resolução.
- Resolução ANEEL 067, de 08 de junho de 2004, que estabelece os critérios para composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN, e altera os arts. 18 e 21 da Resolução ANEEL 281 de 01.10.1999.
- Resolução ANEEL 496, de 26 de junho de 2007, que estabelece as receitas anuais permitidas para as concessionárias de transmissão de energia elétrica, pela disponibilização das instalações de transmissão, integrantes da Rede Básica, e das demais instalações de transmissão.
- Resolução ANEEL 497, de 26 de junho de 2007, que estabelece os valores das tarifas de uso do sistema de transmissão de energia elétrica, componentes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN, e fixa o valor da tarifa mensal de transporte de energia elétrica, proveniente de Itaipu Binacional.

2.3. Documentos complementares.

- Procedimentos de Rede – Submódulo 15.4: Administração dos contratos de uso do Sistema de Transmissão;
- Ofício ANEEL 059/2001 – SRT/ANEEL, de 28/06/2001;
- Carta ONS CTA-DAT-114/2002, de 01/04/2002;
- Reunião ANEEL/ONS em 04/06/2002;
- Carta ONS-285/200/2002, encaminhada à ANEEL em 20/08/2002;
- Contratação do uso de sistema de transmissão para o triênio 2008/09/10, NT ONS RE 2.2/021/2007, de agosto de 2007.

A Tabela 1 apresenta as diferenças regulamentares referentes ao uso do Sistema de Distribuição nos Contratos Iniciais e fora dos Contratos Iniciais.

Tabela 1- Diferenças regulamentares referentes ao uso do Sistema de Distribuição nos Contratos Iniciais e fora dos Contratos Iniciais

Aspectos	Contratos Iniciais	Fora dos Contratos Iniciais
Regulamentação	Resolução 247/99	Resoluções 281/99 e 358/02
Tarifas de Uso	Selo	Nodal
Responsável pelo pagamento dos Encargos de Uso (TUST)	Distribuidoras	Todos os usuários do Sistema de Transmissão
Montantes de uso a serem contratos	Média das demandas máximas mensais das distribuidoras	Demanda máxima anual por ponto de conexão
Intervalo de integralização	01 (uma) hora	15 (quinze) minutos
Ultrapassagem de demanda	Máxima Mensal total da distribuidora	Máxima mensal por ponto de conexão que excederem a 5%
Não há aplicação de multa por ultrapassagem	Demandas associadas a contratos bilatérias e energia de curto prazo, desde que previamente acordadas com o ONS	Remanejamento de carga previamente acordado, redespacho de geração por solicitação do ONS e abertura de LTs.

2.4. Aspectos da contratação do MUST estabelecidos no Módulo 15 dos procedimentos de Rede – Administração dos Serviços e Encargos e da Instrução da contratação do uso de sistema de transmissão para o triênio 2008/09/10, NT ONS RE 2.2/021/2007, de agosto de 2007.

1. Os montantes de uso do sistema de transmissão deverão considerar a demanda máxima total prevista para cada ano civil e em cada Ponto de Conexão.
2. Os agentes de distribuição deverão renovar a contratação dos montantes de uso válidos para os anos de 2008 e 2009 contratados em 2007, não podendo a soma dos novos montantes declarados por cada agente diferir em mais de 5% da soma dos montantes contratados, demandando as ações descritas nos Procedimentos de Rede;
3. Os agentes de distribuição deverão responder pela totalidade da carga na área de concessão, inclusive para atendimento a consumidores livres, autoprodutores, outras concessionária de distribuição e geradores não despachados de forma não centralizada pelo ONS.
4. Os montantes de uso associados aos geradores despachados centralizadamente pelo ONS não deverão ser diminuídos do montante das cargas. Os montantes de uso associados aos geradores não despachados pelo ONS podem ser considerados pela distribuidora como lhe convier, assumindo o risco de ultrapassagens em função de sua indisponibilidade. Como regra geral, a distribuidora deverá contratar toda a carga conectada em sua rede elétrica para fins de determinação das tarifas e do planejamento do sistema de transmissão;
5. Se os valores de MUST variarem em função de alterações externas ao sistema do usuário, devem ser contratados os valores com maior probabilidade de ocorrência, anexando ao respectivo CUST a configuração adotada como base para tal contratação, com o objetivo de subsidiar a apuração de ultrapassagem de demanda, conforme regulamentação pertinente e Submódulos 15.7 e 15.8 dos Procedimentos de Rede;
6. Se os valores de MUST variarem em função de alterações internas ao sistema do usuário (remanejamento de cargas, em montantes previamente acordados, ou abertura de linhas), devem ser contratados os valores para as condições normais de operação, sendo as ultrapassagens apuradas conforme regulamentação pertinente e Submódulos 15.7 e 15.8 dos Procedimentos de Rede;

3. PREMISSAS QUE DEVEM SER CONSIDERADAS NA CONTRATAÇÃO OTIMIZADA DO MUST.

Na contratação do MUST a Distribuidora deve buscar a contratação otimizada, com objetivo garantir o melhor resultado financeiro com o menor risco possível, para a mesma, contribuindo para a modicidade tarifária.

Para se obter uma contratação otimizada do MUST é necessário que a Distribuidora avalie e pondere a aplicação de premissas apresentadas a seguir, buscando assegurar que não incorrerá em ultrapassagens de monantes de uso e nem a possíveis ressarcimentos por responsabilidade civil por sobrecargas no sistema de transmissão:

3.1. Realizar a contratação considerando a máxima demanda não coincidente anual.

A contratação deve considerar as maiores demandas registradas por ponto de conexão, analisando excepcionalidades como transferência de cargas de outros grupamentos, influência climatológica, horário de verão e geração atípica.

O comportamento da carga da Distribuidora ao longo no período de um ano impõe o estudo detalhado de suas variações para a definição das demandas necessárias para a contratação do uso do sistema de transmissão e para o planejamento das ampliações e reforços da Rede Básica.

No caso de grandes Distribuidoras, é necessário considerar o agrupamento destas cargas de forma regionalizadas, determinando pólos de influência nos pontos de contratação com a Rede Básica. Esta influência pode ser pontual, no caso de cargas ligadas em sistemas radiais ou distribuídas em um ou mais ponto de contratação, no caso de cargas pertencentes a um sistema em anel.

A Figura 1 apresenta um exemplo de contratação do MUST, considerando a máxima demanda registrada no ponto de contratação.

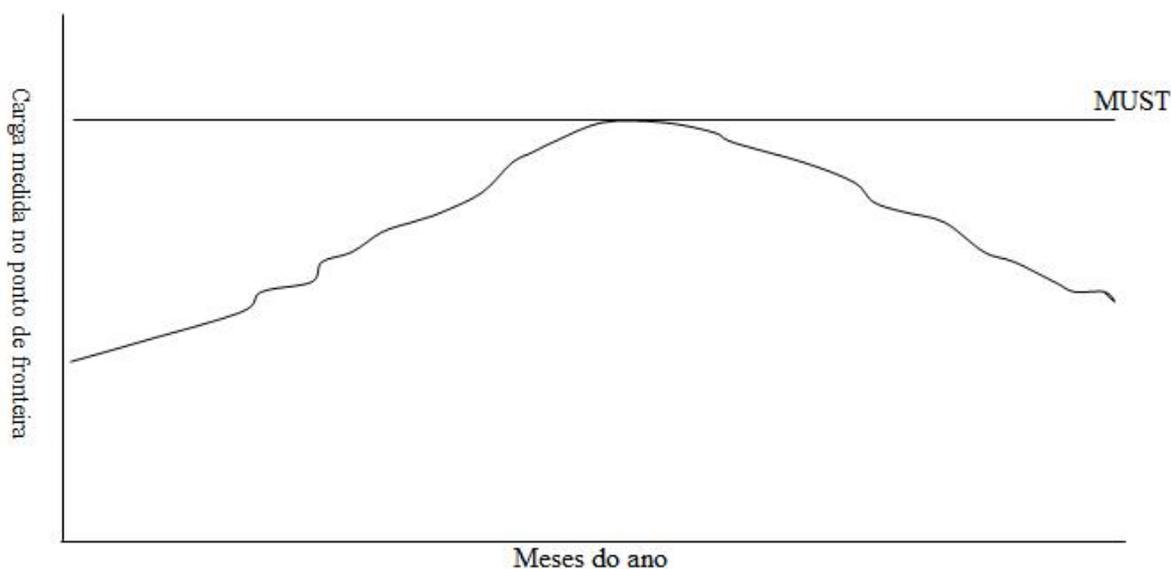


Figura 1- Contratação do MUST no ponto de fronteira com a rede básica.

3.2. A medição em cada ponto é influenciada pela geração conectada ao sistema de distribuição.

Do total do potencial gerador em operação na área de concessão de uma distribuidora devem ser desconsiderados aqueles conectados diretamente na Rede Básica e que não influenciam a contratação de uso do sistema de transmissão.

Para efeito de contratação do uso do sistema de transmissão devem ser considerados somente as unidades geradoras diretamente conectadas no sistema de distribuição, estabelecendo cenários baseados no histórico de medições destas usinas, bem como o de vazões para aquelas unidades geradoras conectadas recentemente. Estes valores não representam a potência instalada das unidades geradoras, mas a potência considerada no caso base do ONS, ponderada com os dados históricos.

Os montantes referentes às Centrais de Geração Hidrelétrica - CGHs devem ser analisados criteriosamente, por serem mais suscetíveis a interrupções na geração e por serem pouco representativas.

As unidades termelétricas também devem ser analisadas criteriosamente, uma vez que o despacho destas usinas é feito centralizadamente pelo ONS, em função do cenário de geração hidráulica no país.

Ao se considerar a geração das usinas diretamente conectadas no sistema de distribuição, a Distribuidora deve ponderar a utilização de um dos três Cenários descritos a seguir:

1. Cenário 1 - Com geração das usinas internas despachadas pelo ONS conforme o caso base do ONS, em carga pesada.
2. Cenário 2 - Com geração reduzida das UHEs internas despachadas pelo ONS. Neste caso adotou-se o perfil de geração mínima, baseado em históricos de geração;
3. Cenário 3 - Com geração reduzida das usinas internas despachadas pelo ONS, e redução de geração das usinas não despachadas centralizadamente, adotando-se, da mesma forma, o perfil de geração mínima, baseado em históricos de geração.

Para ilustrar a aplicação desses três cenários, apresentamos o exemplo a seguir:

Considerando uma Distribuidora que possui 3 pontos, A, B e C, de contratação do MUST, com a seguinte carga e geração:

- Ponto A – Carga máxima registrada de 50 MW e uma UHE de 120MW de potência instalada, uma previsão de 80MW pelo caso base do ONS, com um histórico de 30MW de geração mínima e 115MW de ;
- Ponto B - Carga máxima registrada de 160 MW e uma UHE de 70MW de potência instalada, uma previsão de 50MW pelo caso base do ONS e com um histórico de 20MW de geração mínima;
- Ponto C - Carga máxima registrada de 60 MW e uma PCH de 20MW de potência instalada e com um histórico de 5MW de geração mínima.

Para simplificar a análise, iremos considerar nesse exemplo, que a carga máxima registrada é constante durante todo ano. Sem essa simplificação seria necessário avaliarmos todos os dias do ano, verificando a variação da carga e da geração prevista em cada cenário, contratando assim o maior valor da diferença entre carga e geração.

A Figura 2 exemplo de contratação do MUST considerando a geração conectada ao sistema de distribuição.

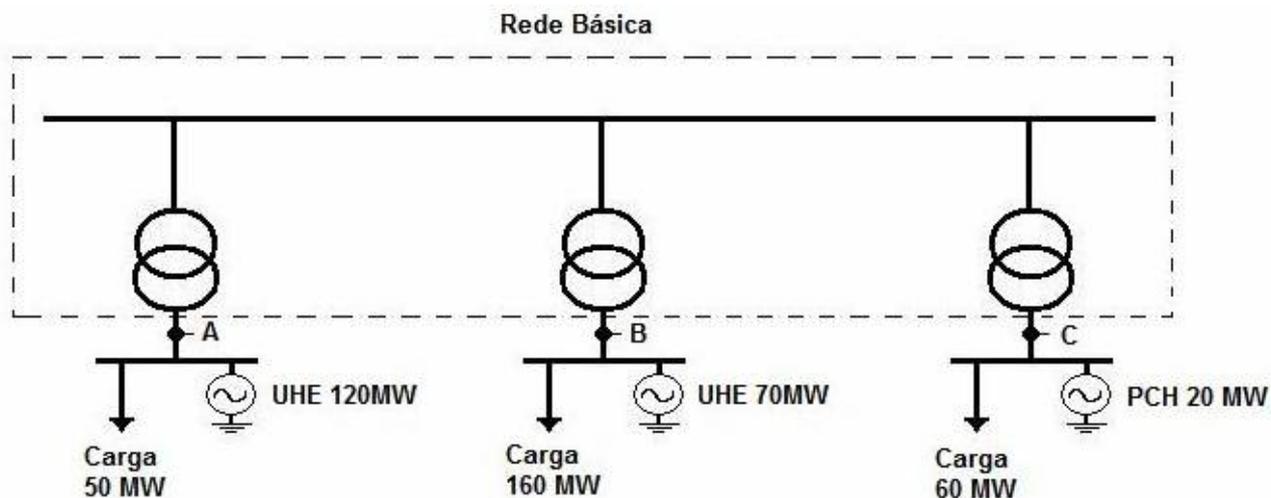


Figura 2- Exemplo de contratação do MUST considerando a geração conectada ao sistema de distribuição.

Devido à fronteira “A” possuir uma geração superior a carga, em todos os cenários deverá ser contratado um MUST de 70MW, que é a diferença entre a máxima carga registrada e a máxima geração da UHE.

Aplicando o Cenário 1 no exemplo, contrataríamos 110MW na fronteira “B” e 60MW na fronteira “C”. Neste caso temos o risco de ultrapassagem caso o ONS não venha despachar as usinas conforme o caso base.

No Cenário 2 teríamos contratado 140MW na fronteira “B” e 60MW na fronteira “C”. O risco de ultrapassagem é bem menor do que no Cenário 1, porém a redução da contratação MUST também é menor.

Para o Cenário 3 a contratação seria de 140MW na fronteira “B” e 55MW na fronteira “C”. O MUST a ser contratado é menor que no Cenário 2, porém existe um risco da PCH da fronteira “C” ficar com a sua geração indisponível.

A escolha de considerar ou não a geração conectada ao sistema de distribuição, e se sim, de qual Cenário de geração, deve ser profundamente estudada pela a Distribuidora, face a complexidade dessa geração e elevado número de variáveis que influenciam a contratação do MUST.

Segundo a nota técnica ANEEL nº 017/2007, no levantamento realizado pela ANEEL junto às distribuidoras existem atualmente 409 geradores conectados no âmbito dos sistemas de distribuição, e percebe-se uma expansão da geração conectada a esses sistemas.

Tabela 2- Geradores conectados aos sistemas de distribuição (inclui as DIT). Fonte Nota Técnica ANEEL nº 017/2007.

Subgrupo tarifário / Tensão	Quantidade
A1 (≥ 230 kV)	1
A2 (88 à 138 kV)	121
A3 (69 kV)	89
A3a (30 à 44 kV)	70
A4 (2,3 à 25 kV)	128
TOTAL	409

* Levantamento realizado em janeiro de 2007.

3.4. Remanejamento de Cargas.

Para efeitos de aplicação de multa de ultrapassagem o ONS deverá considerar as ocorrências de remanejamento de cargas, em montantes previamente acordados, e a abertura de linhas, expurgando estas ocorrências, quando previamente houver comunicação pela Distribuidora ao ONS.

3.5. Crescimento Vegetativo e aumento de Demanda de Grandes Consumidores.

A previsão de carga tem como principais variáveis o cenário Demográfico e o cenário Macroeconômico (que compõe o cenário para o crescimento vegetativo do sistema elétrico) e os clientes de grande porte com contratos celebrados. Além destas variáveis, o histórico de consumo e as projeções disponíveis também são fatores relevantes para a previsão de carga, conforme ilustrado na figura 3 a seguir:



Figura 3- Variáveis da Previsão de Carga.

Existem critérios estabelecidos pela ANEEL que definem os relacionamentos entre os agentes do setor elétrico e os consumidores de energia, inclusive apontando as obrigações dos consumidores quanto ao planejamento do crescimento de carga e da necessidade de aviso com antecedência.

No que tange ao aumento de carga, conforme disposto no artigo 31º da Resolução 456, de 29 de novembro de 2000, o consumidor deverá submeter previamente à apreciação da concessionária o aumento da carga instalada que exigir a elevação da potência disponibilizada, com vistas à verificação da necessidade de adequação do sistema elétrico. Em caso de inobservância, pelo consumidor conforme disposto neste artigo, a Distribuidora ficará desobrigada de garantir a qualidade do serviço, podendo, inclusive, suspender o fornecimento, caso o aumento de carga prejudique o atendimento a outras unidades consumidoras.

As projeções de carga utilizadas para balizar as necessidades de investimentos no sistema de distribuição, contratação de perdas e contratação do MUST levam em conta o crescimento vegetativo do consumo das regiões bem como as cargas dos consumidores de grande porte com contratos assinados.

A grande maioria dos consumidores desconhece a necessidade de informar à Distribuidora, com a antecedência devida, da conexão de novas cargas ou do aumento de demanda. Isso pode resultar na demora no atendimento, prejudicando o projeto de expansão do cliente.

A falta de conhecimento da Distribuidora quanto às novas cargas dos consumidores de grande porte também acarreta prejuízos à mesma, pois pode resultar em contratações de perdas e Montantes de Uso de Transmissão incorretas.

O aditamento ao CUST poderá ser efetivado durante determinado exercício para permitir a entrada de um novo cliente, cuja carga influencia diretamente o ponto de conexão. No entanto, este aditamento

está condicionado à análise sistêmica pelo ONS. Ante ao exposto, para a garantia do aditamento é fundamental a sinalização desta carga para o ONS visando inclusive a previsão de obras na rede básica.

3.6. Influência dos Intercâmbios energéticos na variação de fluxos na interface Transmissão / Distribuição de energia pelo sistema de Distribuição.

É importante salientar que em alguns casos os intercâmbios de energia entre as Regiões do Sistema Interligado Nacional influenciam o fluxo através do sistema de distribuição e, conseqüentemente, o valor medido nos pontos de contratação do MUST.

Assim, citamos, por exemplo, o caso da transformação da SE Emborcação, no sistema Cemig, cujo fluxo nos transformadores 500/138 kV é maior quando o fluxo na interligação Norte-Sul do país é grande no sentido de Norte para Sul. Entretanto, o fluxo na transformação de Jaguará (345/138 kV) será menor, já que a carga da Região Triângulo de Minas Gerais é a mesma.

Portanto, nos casos em que no ano de 2008 os intercâmbios entre as Regiões do país forem substancialmente diferentes dos intercâmbios considerados no caso base, há risco de ultrapassagem do MUST que não é devido à variação de carga e sim ao intercâmbio.

4. MEDIÇÃO DE FRONTEIRA

Conforme regulamentação do setor, o Sistema de medição para Faturamento deverá ser instalado nas fronteiras do sistema de distribuição com a Rede Básica e de acordo com as especificações do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede.

A leitura da medição para faturamento deve ocorrer em intervalos de integralização de 15 (quinze) minutos e os montantes medidos serão utilizados para o faturamento dos encargos e apuração de ultrapassagens.

5. CONTROLE

É importante que exista um controle dos montantes de uso, utilizando um sistema computacional, por meio do qual serão gerados relatórios gráficos contendo informações sobre o montante de uso por ponto de conexão com a rede básica e a previsão estatística deste montante.

Além de permitir o controle do montante de uso visando o gerenciamento de possíveis ultrapassagens, este sistema deve permitir o armazenamento dos dados históricos de montante de uso por ponto de conexão, permitindo refinamento nas futuras contratações do MUST.

Considerando que o monitoramento dos valores medidos é diário este sistema será também utilizado para liberação de produtos da Distribuidora como a venda de energia especiais.

6. CONSEQÜÊNCIAS E RISCOS

6.1. Sobrecontratação.

Conforme disposto na Resolução 166, de 10 de outubro de 2005, os valores pagos pela distribuidora referentes à tarifa de uso do sistema de transmissão da Rede Básica e tarifas de uso das instalações de fronteira são componentes da Parcela A da TUSD (parcela correspondente ao custo não gerenciável).

A sobrecontratação de montante de uso do Sistema de Transmissão poderia aumentar a tarifa para o consumidor em até 1%, caso se considere a demanda máxima de cada ponto de conexão.

Realizado uma contratação otimizada do MUST, haveria um impacto no fluxo de caixa da Distribuidora com o aumento da despesa anual.

6.2. Subcontratação.

A subcontratação do MUST incorrerá em ultrapassagem de montantes de uso, cujo valor é representativo, uma vez que é aplicada três vezes o valor da tarifa de uso do sistema de distribuição correspondente ao ponto que ocorreu a ultrapassagem.

Na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), os encargos de uso do sistema de transmissão compõem a parcela A, custos não gerenciáveis. Portanto, os custos com a contratação do MUST são repassados diretamente à TUSD e as ocorrências com ultrapassagem não são reconhecidas, representando um ônus para a distribuidora.

7. CONCLUSÕES

A Distribuidora tem como desafio a contratação otimizada do Uso do Sistema de Transmissão, visando a modicidade tarifária ao menor risco possível. Para alcançar esse objetivo, deve-se realizar uma cuidadosa escolha de premissas, avaliando se com as mesmas haverá risco de ultrapassagem ou mesmo de uma sobre-contratação.

Independente das premissas adotadas na contratação do MUST, é fundamental que a Distribuidora realize por meio de sistema computacional, o acompanhamento da medição das fronteiras do sistema de distribuição com a Rede Básica, visando minimizar os riscos de ultrapassagem e possibilitar atendimento de acessos temporários de consumidores e a venda de energia especiais.

Além de permitir o controle do montante de uso visando o gerenciamento de possíveis ultrapassagens, é importante que este sistema permita o armazenamento dos dados históricos de montante de uso por ponto de conexão, permitindo refinamento nas futuras contratações do MUST.

A contratação de montante de uso do Sistema de Transmissão, pela alternativa proposta nos Procedimentos de Rede, poderia aumentar significativamente a tarifa dos consumidores.

Com a metodologia de contratação otimizada há uma redução da despesa anual, com significativo impacto no fluxo de caixa da Distribuidora e na modicidade tarifária.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL. Código Civil. Lei 9.648, de 27 de maio de 1998.

ANEEL. Disponível em : <http://www.aneel.gov.br/> . Acesso em: 01 de dezembro de 2005 a 05 de março de 2008.

ONS. Disponível em : <http://www.ons.org.br/home/> . Acesso em: 01 de dezembro de 2005 a 05 de março de 2008.