



**XXI SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação de Energia Elétrica - GCR

EFEITO DO MUST PARA OS ACESSANTES DA REDE BÁSICA E PARA O PLANEJAMENTO DA REDE BÁSICA

Bernardo M M Lima^(*) Anderson R. Queiroz Luana M.M. Lima J W. Marangon Lima Anselmo R. Nascimento
UNIFEI / EDP UTEXAS UTEXAS UNIFEI LIGHT/UGF

RESUMO

Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, os acessantes da rede de transmissão e em particular as distribuidoras devem informar o montante de uso do sistema de transmissão (MUST) para que a ANEEL possa calcular as tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST). Este trabalho propõe uma metodologia para otimizar este valor, que reflete no contrato de uso, com o objetivo de minimizar multas e gastos com sobrecontratação e subcontratação desnecessárias. Para ilustrar os conceitos e as propostas sugeridas neste trabalho, o sistema de suprimento ao Rio de Janeiro será utilizado assim como os dados da distribuidora Light.

PALAVRAS-CHAVE

Tarifa de Uso de Sistemas de Transmissão, Montante de Uso de Sistema de Transmissão, Regulamentação Econômica, Otimização Estocástica

1.0 - INTRODUÇÃO

O processo de desregulamentação do sistema elétrico de potência teve como objetivo introduzir mecanismos de mercado e dividir o setor em quatro segmentos: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização. Com o intuito de se viabilizar o mercado de geração foi regulamentado o livre acesso aos sistemas de transmissão e às redes de distribuição de energia elétrica [01]. No Brasil, com a nova estrutura do setor uma das imposições do modelo refere-se à definição, por parte dos acessantes da rede de transmissão e em particular as distribuidoras, dos montantes de uso do sistema de transmissão (MUST) em cada ponto de conexão. A partir destes montantes, a ANEEL define as tarifas de transmissão com a metodologia NODAL [02].

De acordo com a REN 281/1999, se a potência medida ao longo do ano ultrapassasse em mais de 5% do valor contratado, a distribuidora pagaria uma multa de 3 vezes o valor total ultrapassado. Esta regra fazia com que as distribuidoras sobre-contratassem para evitar multas visto que os encargos advindos dos contratos de uso da rede de transmissão são repassados diretamente à tarifa de distribuição via Parcela A. A partir da REN 399/2010, a ANEEL estabeleceu uma multa adicional para a sobre-contratação com o objetivo de evitar esta ineficiência observada com a regulamentação anterior.

Em diversas concessionárias de distribuição de energia, análises empíricas são utilizadas pelos técnicos para a determinação dos valores de contrato do MUST. Porém, esse tipo de análise pode levar a gastos desnecessários para a própria empresa, para os consumidores além de afetar o planejamento do sistema de transmissão. O procedimento utilizado na atualidade pode ser substituído por um programa de otimização em que o objetivo é minimizar o custo da contratação acrescido do pagamento de possíveis multas.

O valor de contratação do MUST corresponde ao valor máximo de potência (declarado pela distribuidora) que determinado ponto de conexão irá demandar da Rede Básica. Estes valores são definidos anualmente e contratados para um período de um ano e com uma previsão passível de alteração para os dois anos

(*) Endereço Rua: Sebastião Pereira Leite, n° 48– CEP 37500-099 Cidade Itajubá, MG, – Brasil
Tel: (+55 35) 3621-1778 – Fax: (+55 35) 3623-3321 – Email: bernalua@yahoo.com.br
(*) Endereço Av: Mal. Floriano, n° 168 – CEP 28000-002 Rio de Janeiro, RJ, – Brasil
Tel: (+55 21) 2211-7608 – Email: anselmo.ribeiro@light.com.br

subseqüentes. A contratação do MUST é estabelecida através dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e os valores são fixos durante o ciclo de um ano. O uso do sistema de transmissão implica em custos mensais para cada um dos pontos de conexão que a distribuidora deve pagar a transmissora para cumprir o contrato.

De acordo com a REN 399/2010, os valores contratuais do MUST devem ser informados para cada período tarifário (Ponta e Fora de Ponta), e estão associados à demanda de cada ponto de conexão. Além dos custos referentes ao transporte, podem ser gerados custos de penalidade por subcontratação ou sobrecontratação. Se em um determinado mês a demanda de um ponto de conexão específico ultrapassa 10% do valor contratual são gerados novos custos de penalidade por subcontratação. Por outro lado, é verificado no fim do ano se a demanda máxima em cada ponto de conexão ficou abaixo de 90% do valor contratado caracterizando sobrecontratação e gerando novas penalidades. Os custos de penalidade são computados utilizando a tarifa nodal do ponto de conexão multiplicada pelo fator de penalidade (igual a 3 para subcontratação e 12 para sobrecontratação) e pela diferença entre a faixa permitida e o valor demandado real [03].

Caso as demandas futuras de cada ponto de conexão fossem conhecidas, modelos matemáticos de otimização encontrariam o valor ótimo exato a ser contratado com o objetivo de minimizar multas ou mesmo minimizar o custo do contrato associado ao custo das multas. Porém, as incertezas nas demandas dos pontos de conexão fazem com que o problema tenha um caráter estocástico e seja mais difícil de ser resolvido. Uma abordagem que pode ser empregada para esse problema é representar o fluxo de potência máximo em cada ponto de conexão com a rede básica como uma variável aleatória. Dessa forma, é possível se obter a função densidade de probabilidade dos valores de MUST contratados em função de diferentes cenários de demanda [04].

Este trabalho propõe uma metodologia para otimização dos contratos baseado no histórico de demandas da distribuidora onde as subestações da empresa são segregadas em grupos através do uso de técnicas de agrupamento [05]. Uma vez formado grupos fortemente correlacionados, a demanda total de cada grupo é modelada como uma variável aleatória com distribuição normal com média e desvio padrão referentes à seu grupo. A partir de então, a técnica de simulação de Monte Carlo [06] é utilizada para a criação de cenários de demanda para cada um dos meses do ano seguinte. Para cada cenário de demanda é simulado um caso de fluxo de potência DC e os valores de demanda em cada ponto de conexão da distribuidora com a rede básica são determinados. Dessa forma é possível obter a função densidade de probabilidade da demanda (representada pelo fluxo) de cada um dos pontos de conexão. Com estas funções é possível determinar o MUST ótimo. Esta metodologia foi testada para o sistema da Light e confrontada com o modelo empírico em uso pela empresa mostrando que os resultados foram bastante interessantes.

Se o MUST informado pelas distribuidoras é sistematicamente sinalizado acima do real, há um sobre-investimento nas redes de transmissão que acabam onerando a tarifa do consumidor. Um dos desafios do regulador é calibrar as multas e/ou os benefícios para induzir o ótimo social. O efeito da variação do MUST está na alteração do valor presente dos investimentos na rede definidos no PDEE visto que a demanda é o dado de entrada mais importante para elaboração do plano de expansão. Uma discussão sobre este tema será feita ao final deste trabalho.

Os próximos capítulos desse trabalho são divididos da seguinte forma: o Capítulo 2 apresenta as características do problema do MUST e as motivações para a utilização de modelos de otimização matemática; o Capítulo 3 apresenta a modelagem do problema onde são descritas formulações matemáticas sob distintos pontos de vista; o Capítulo 4 apresenta o tratamento das demandas das subestações da distribuidora para a criação dos cenários de fluxo de potência e obtenção dos fluxos nos pontos de conexão; o Capítulo 5 apresenta o estudo de caso real do sistema de distribuição da Light que apresenta 8 pontos de conexão com a rede básica; o Capítulo 6 apresenta consequências para o planejamento da rede de transmissão face às definições do MUST; e, o Capítulo 7 apresenta as conclusões finais.

2.0 - CARACTERÍSTICAS DO PROBLEMA

Idealmente, o valor ótimo a ser contratado para um ponto de conexão é aquele que representa o valor exato da demanda naquele ponto. Se o valor do contrato é maior que a demanda no ponto, a distribuidora é onerada já que o MUST verificado é menor que o contratado. Se o valor do contrato é menor que o utilizado, a empresa paga multa. Dessa forma, a melhor solução seria aquela em que os fluxos reais observados no mês em questão fossem exatamente iguais aos valores contratados.

O fluxo de potência em cada interligação com a rede básica varia de acordo com vários fatores: demanda dos consumidores, despacho dos geradores, configuração da rede de distribuição e transmissão. Alterações nas configurações de rede são produzidas em caso de ocorrência de falhas forçadas nos equipamentos (disjuntores, transformadores, linhas, etc) ou durante manutenções programadas do sistema. O despacho dos geradores conectados dentro e próximos à área de concessão da distribuidora podem também influenciar o fluxo nas interligações com a rede básica. Por exemplo, se um gerador dentro da área de concessão da distribuidora produz menos eletricidade do que o esperado o fluxo em um dos pontos de conexão dessa distribuidora deverá ser maior para suprir a energia daquele gerador. A mesma idéia é válida para a demanda das subestações, mas na direção oposta, quanto maior a demanda maior será o fluxo de potência demandado no ponto de conexão. Dado a incerteza deste ambiente, o objetivo é determinar o MUST que origina um valor contratual em todos os pontos de conexão que minimize o custo de contratação e as multas pagas caso haja ultrapassagem da faixa permitida na regulamentação.

Atualmente para o cálculo dos custos relacionados ao MUST da distribuidora são considerados pela ANEEL os valores contratados no período de ponta e fora de ponta. É importante mencionar que a distribuidora tem que declarar um período de 3 horas do dia onde é mais provável que ocorra a ponta de seu sistema. Geralmente o período de ponta é declarado pela distribuidora das 18:00 hrs as 21:00 hrs. Caso haja ultrapassagem superior a 10% dos valores contratuais em cada ponto de conexão é necessário a adição de multas. É importante enfatizar que de acordo com a nova resolução [03] caso haja penalidade, esta será cobrada no montante de ultrapassagem da faixa permitida. Caso o valor de ultrapassagem seja menor que 10% dos valores contratuais não há multa. Outra situação é avaliada no fim do período de contratação, verifica-se se o valor de demanda máxima do ano ficou abaixo de 90% do valor contratado para o ponto de conexão, nesse caso também haverá multa. Dessa forma, o custo referente ao mês “m” em cada ponto de conexão incluindo possíveis multas de subcontratação é calculado utilizando Eq. (1).

$$TC_{IM} = \begin{cases} t_i \cdot x_i + \frac{\rho'}{12} \cdot t_i \cdot ((1 - \gamma') \cdot x_i - d_i^{max}), & \text{se } d_i^{max} < (1 - \gamma') x_i \\ t_i \cdot x_i, & \text{se } \frac{d_{im}}{(1 + \gamma)} \leq x_i \leq \frac{d_i^{max}}{(1 - \gamma')} \\ t_i \cdot x_i + \rho \cdot t_i \cdot (d_{im} - (1 + \gamma) \cdot x_i), & \text{se } d_{im} > (1 + \gamma)x_i \end{cases} \quad (1)$$

Onde, x_i é o valor do MUST contratado no ponto i, d_{im} é a demanda real no ponto i, no mês m, t_i é a tarifa no ponto i, ρ é o fator de penalidade (igual a 3) e γ é o limite de subcontratação (10%), d_i^{max} é a demanda máxima anual real no ponto i, ou seja, $d_i^{max} = \max \{d_{im}: m = 1, \dots, 12\}$, ρ' é o fator de penalidade (igual a 12) e γ' é o limite de sobrecontratação (10%). É apresentado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** a função referente a Eq. (1) lembrando que a penalidade por ultrapassagem é representada pela reta a esquerda e a penalidade por sobrecontratação pela reta a direita. O cálculo do encargo é feito para todos os pontos de conexão e é facilmente verificado que quando há penalidade por ultrapassagem não há possibilidade de se verificar sobrecontratação e vice-versa.

A função de custo é dividida em três partes, a linha a esquerda da **Erro! Fonte de referência não encontrada.** representa o caso onde $d_{im} < (1 + \gamma) x_i$. Nesse caso o valor do encargo é o MUST contratado vezes a TUST no ponto de conexão mais o custo de penalidade por subcontratação. Os valores da função de custo vão diminuindo até que a reta da esquerda atinge o ponto em que a demanda é exatamente igual a $(1 + \gamma) x_i$. Quando a demanda atinge esse valor não há penalidade. A linha da direita representa o caso em que a distribuidora contrata mais que sua demanda máxima naquele ponto de conexão ou o valor da demanda é maior que $(1 - \gamma') x_i$, este custo é avaliado no final do ano.

Os valores contratuais de MUST são utilizados para simular estudos de futuras expansões do sistema interligado nacional. Com os resultados das simulações, o operador nacional do sistema (ONS) obtém informações necessárias sobre possíveis melhorias para o sistema como construção de novas linhas de transmissão e novos geradores. Portanto, além dos valores mensais que a distribuidora deve pagar se contratar a mais ou a menos que sua demanda, também não é benéfico para a operação e expansão da rede de transmissão contratações incorretas de MUST.

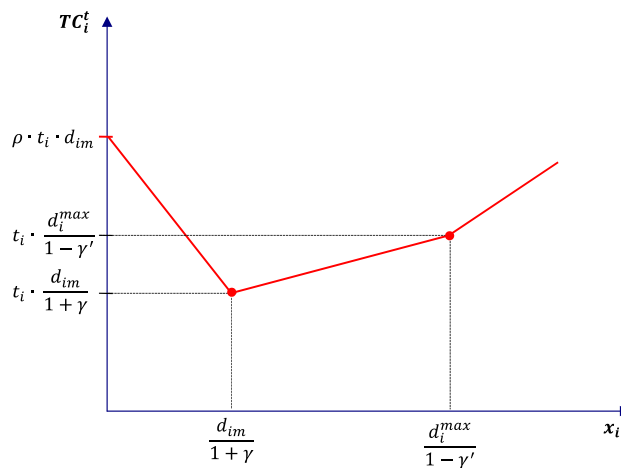


FIGURA 1 – Função encargo com subcontratação (esquerda) e sobrecontratação (direita)

Com o objetivo de compreender melhor o problema vamos assumir que a demanda nos pontos de conexão seja determinística e conhecida. Nesse caso, o valor ótimo de MUST a ser contratado considerando apenas um mês

deve ser igual ao valor que minimiza a função de custo TC para cada ponto de conexão. Esse valor é exatamente igual ao caso onde $d_{im} = (1 + \gamma)x_i$, ou seja, $x_i = d_{im}/(1 + \gamma)$. Mas conforme mencionado anteriormente a distribuidora deve informar apenas um valor para o ano inteiro em cada ponto de conexão (e não um valor para cada mês) fazendo com que o valor ótimo seja aquele que minimize a função de custo ao decorrer dos doze meses do ano. Neste problema existe um conflito de interesses. Pela ótica da distribuidora o valor ótimo do MUST minimiza as multas, que não são repassadas para o consumidor, já na ótica do sistema é interessante a otimização do custo global (muita mais encargo). Este trabalho busca analisar os resultados para as duas situações e o impacto destes no planejamento da rede

3.0 - FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

3.1 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DETERMINÍSTICA

A modelagem matemática do problema do MUST pode ser apresentada da seguinte forma:

$$\text{minimizar} \quad \delta \cdot |M| \cdot \sum_{i \in I} t_i \cdot x_i + \sum_{i \in I} [\rho \cdot t_i \cdot \sum_{m \in M} P_{im} + \rho' \cdot t_i \cdot K_i] \quad (2)$$

$$\text{s. a.} \quad P_{im} \geq d_{im} - (1 + \gamma) \cdot x_i \quad \forall i \in I, \forall m \in M \quad (3)$$

$$K_i \geq (1 - \gamma') \cdot x_i - d_i^{max} \quad \forall i \in I \quad (4)$$

$$P_{im} \geq 0, K_i \geq 0, x_i \geq 0 \quad \forall i \in I, \forall m \in M \quad (5)$$

Onde $i \in I$ é o conjunto de pontos de conexão entre a distribuidora e a transmissora; M é o conjunto de meses do horizonte analisado (nesse caso, $|M| = 12$ que corresponde a um ano); P_{im} é a variável de decisão responsável por calcular o valor de ultrapassagem de uso do sistema de transmissão caso haja ultrapassagem no ponto de conexão i no mês m e também é utilizado na função objetivo para o cálculo da multa; K_i é a variável de decisão responsável por calcular o valor de sobrecontratação de uso do sistema de transmissão caso haja sobrecontratação no ponto de conexão e também é utilizado na função objetivo para o cálculo da multa; d_{im} é o parâmetro que indica o valor da demanda realizada no ponto de conexão i no mês m ; d_i^{max} é o parâmetro que representa o valor da demanda máxima anual no ponto de conexão i . A variável δ é uma constante que deve ser escolhida previamente ao processo de otimização desse problema. Essa constante representa o grau de importância, de 0 a 1, dado a parcela referente ao valor a ser pago pela contratação do MUST na função objetivo. A Eq. (2) corresponde à função objetivo do problema, ou seja, que minimize o custo da penalidade associado à contratação do MUST para todos os pontos de conexão e todos os meses. As Eqs. (3) e (4) permitem dois casos para o modelo:

- $P_{im} = 0$ em um ponto de conexão específico quando a demanda é menor que $(1 + \gamma)x_i$
- $P_{im} = d_{im} - (1 + \gamma) \cdot x_i$ no caso oposto.
- $K_{im} = 0$ quando a demanda máxima é superior a $(1 - \gamma')x_i$
- $K_{im} = (1 - \gamma') \cdot x_i - d_{max}$ no caso oposto.

No caso a, não existe multa, pois $d_{im} \leq (1 + \gamma)x_i$, conseqüentemente, a Eq. (3) torna-se redundante e o valor de P_{im} que minimiza a função objetivo é igual a zero. No caso b, há uma multa por subcontratação que deve ser aplicada na diferença entre d_{im} e $(1 + \gamma) \cdot x_i$. A Eq.(3) é ativada fazendo com que $P_{im} \geq d_{im} - (1 + \gamma) \cdot x_i$, e como se trata de um problema de minimização $P_{im} = d_{im} - (1 + \gamma) \cdot x_i$. O mesmo raciocínio é aplicado para c e d.

Esse modelo apresenta $2|I| + |I||M|$ variáveis de decisão e $|I| + |I||M|$ restrições estruturais. O modelo apresentado nessa seção pode ser modificado para considerar menos períodos (otimização apenas do mês de ponta do sistema) e também para considerar parâmetros estocásticos conforme é esclarecido em [07].

Este problema pode ser observado sob duas óticas. Primeiro o da distribuidora, que tem como principal objetivo minimizar as multas geradas por desrespeito as regras de contratação do MUST. Estes custos não são repassados ao consumidor via parcela A, pois são considerados ineficiência de contrato. Para isso a variável δ assumirá o valor de 0,01, desta forma o modelo terá como prioridade minimizar as penalidades e em seguida o custo global. O segundo ponto de vista é do sistema, para isso a variável δ terá valor igual a 1, dessa forma o modelo passa a minimizar o custo total e a ocorrência de multas é mais frequente devido a variação sazonal da demanda.

3.2 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA ESTOCASTICA

A modelagem matemática do problema do MUST pode ser apresentada da seguinte forma:

$$\text{minimizar} \quad \delta \cdot |M| \cdot \sum_{i \in I} t_i \cdot x_i + \sum_{i \in I} [\rho \cdot t_i \cdot \sum_{w \in \Omega} \sum_{m \in M} (P_{im}^w \cdot p^w) + \rho' \cdot t_i \cdot \sum_{w \in \Omega} (K_i^w \cdot p^w)] \quad (6)$$

$$\text{s. a.} \quad P_{im}^w \geq d_{im}^w - (1 + \gamma) \cdot x_i \quad \forall i \in I, \forall m \in M, \forall w \in \Omega \quad (7)$$

$$K_i^w \geq (1 - \gamma') \cdot x_i - d_i^{w,max} \quad \forall i \in I, \forall w \in \Omega \quad (8)$$

$$P_{im}^w \geq 0, K_i^w \geq 0, x_i \geq 0 \quad \forall i \in I, \forall m \in M, \forall w \in \Omega \quad (9)$$

Onde $w \in \Omega$ é o conjunto de cenários gerados; p^w é a probabilidade do cenário w ocorrer; P_{im}^w é a variável de decisão responsável por calcular o valor de ultrapassagem de uso do sistema de transmissão caso haja ultrapassagem no ponto de conexão “i” no mês m no cenário “ w ” e também é utilizado na função objetivo para o cálculo da multa; K_i^w é a variável de decisão responsável por calcular o valor de sobrecontratação de uso do sistema de transmissão caso haja sobrecontratação no ponto de conexão no cenário “ w ” e também é utilizado na função objetivo para o cálculo da multa; d_{im}^w é o parâmetro que indica o valor da demanda realizada no ponto de conexão “i” no mês m no cenário “ w ”; $d_i^{w,max}$ é o parâmetro que representa o valor da demanda máxima anual no ponto de conexão i no cenário “ w ”.

O modelo estocástico foi utilizado para solução do problema. Foram gerados 1000 cenários com base no histórico disponibilizado pela distribuidora LIGHT. A seguir o trabalho explica a metodologia para geração dos cenários.

4.0 - .MODELAGEM DA CARGA DAS SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO

Um dos parâmetros mais importantes que influenciam diretamente os fluxos de potência nos pontos de conexão é a demanda dos consumidores da distribuidora. Os fluxos de potência nos pontos de conexão são medidos nos transformadores de fronteira que conectam as redes de distribuição às de transmissão. A idéia desse trabalho consiste em modelar a carga das subestações da área de concessão da distribuidora (que representa a carga dos consumidores que pertencem à área de concessão daquela distribuidora). Após a modelagem dessas cargas o objetivo é simular o fluxo de potência DC para obter os fluxos nas interligações da distribuidora com a rede básica e utilizar esses fluxos como parâmetros de entrada para os modelos de otimização descritos no capítulo anterior. No modelo estocástico os cenários de fluxo são utilizados para modelar a função densidade de probabilidade para as demandas em cada uma das interconexões.

4.1 MODELAGEM DE MULTIPLOS CENÁRIOS

Para o caso de múltiplos cenários o objetivo é criar a função densidade de probabilidade dos fluxos em cada um dos pontos de conexão e utilizar essas informações como dado de entrada do modelo de otimização estocástica. Com o objetivo de se realizar tal procedimento é necessário ter os dados de demanda de cada subestação abaixadora de 138 kV por exemplo. Devido às diferentes magnitudes da carga de cada subestação é necessário normalizar esses dados. Em seguida, um agrupamento das subestações com características semelhantes é feito para auxiliar na simulação de Monte Carlo.

4.2 NORMALIZAÇÃO DOS DADOS

Para normalizar os dados utilizam-se a média total e o desvio padrão relativos à demanda mensal das subestações. Em seguida subtrai-se da demanda real mensal da subestação pela média total do conjunto de dados e dividi-se o resultado pelo desvio padrão para se obter a demanda normalizada de cada subestação para cada um dos meses considerados.

4.3 ANALISE DE AGRUPAMENTO

Uma vez normalizado os dados o processo de agrupamento, “Cluster Analysis”, é iniciado. Por causa do grande número de subestações e a provável existência de correlação entre as cargas dessas subestações, o processo de agrupamento é utilizado para diminuir o tamanho do problema e manter as subestações correlacionadas em um mesmo grupo. O método K-means [05] é utilizado para realizar o processo de agrupamento separando $|J|$ elementos em k grupos. A medida de proximidade utilizada é a correlação de Pearson entre os perfis de demanda das subestações.

4.4 GERAÇÃO DE CENÁRIOS DE CARGA

Para a geração dos cenários de carga, são calculadas as médias μ_k e os desvios σ_k de cada grupo $k \in K$ a partir dos dados de demanda das subestações. Supondo que Ω é o conjunto de cenários de carga e para cada $\omega \in \Omega$, uma variável com distribuição normal é obtida para cada grupo baseando-se na média e no desvio padrão conforme a Eq.(11).

$$\text{Normal}(\mu_k, \sigma_k) = \mu_k + \sigma_k * \text{Normal}(0,1) \quad (11)$$

Utilizando esse procedimento é possível assegurar que as demandas das subestações fortemente correlacionadas apresentem comportamento similar em cada cenário gerado, aproximando-se da realidade. Com o intuito de

respeitar as variações sazonais existentes da carga, a variável normal é calculada para todos os meses do horizonte de estudo, ou seja, 12 normais são geradas para cada cenário e cada cenário e cada normal representa um mês do cenário. Dado que $j \in J$ é o conjunto de subestações que pertencem ao grupo k , a demanda gerada PL_{jm} é então computada utilizando-se a Eq.(12) para $\forall m \in M$ (conjunto de meses).

$$PL_{jm} = \frac{d_{jm}^s}{\mu_k} * \text{Normal}(\mu_k, \sigma_k) \quad (12)$$

Onde, d_{jm}^s é a demanda da subestação j no mês m dada em [MW]. Geralmente a distribuidora possui uma previsão da quantidade percentual que sua carga irá crescer no próximo ano. Essa porcentagem de crescimento pode ser aplicada em PL_{jm} . Baseando-se nessas demandas geradas para as subestações é então simulado casos de fluxo de potência para cada um dos cenários e meses.

5.0 - CASO EXEMPLO

O caso exemplo trata-se do sistema real da distribuidora de energia Light que atua no estado do Rio de Janeiro. A Light até o final do ano de 2009 possuía 84 subestações abaixadoras de 138 kV para 13,8 kV de acordo com o caso base do PAR (Plano de Ampliação e Reforços). Também existem 8 usinas hidráulicas dentro de sua área de concessão: 4 controladas pela própria empresa e 4 controladas por outras empresas geradoras, todas possuem despacho centralizado realizado pelo ONS. Na mesma situação, existem ainda três usinas térmicas de PIE. A Light possui 8 pontos de conexão com a rede básica, e duas distribuidoras conectadas a sua rede de distribuição. A Light disponibilizou os dados históricos das demandas de suas subestações para o período de janeiro de 2005 à dezembro de 2009. A partir dos dados de demanda máxima diária das subestações para o horário das 19:00 hrs para o ano de 2009 foi feito o processo de agrupamento utilizando o método K-means.

Informações sobre os despachos dos geradores hidráulicos dentro da área de concessão da empresa também foram fornecidas para o período de 2005 à 2008, porém durante as análises realizadas os valores permaneceram constantes a maior parte do tempo, portanto esse parâmetro não foi alterado.

5.1 RESULTADOS UTILIZANDO O MODELO SOB ÓTICA DA DISTRIBUIDORA

Como o modelo utiliza apenas programação linear o tempo computacional é baixo, viabilizando a utilização de cenários para otimização. Foi feita uma otimização utilizando 1000 cenários de demanda nos pontos de conexão com o objetivo de comparar os resultados desse modelo com o modelo que visa à otimização do custo global do encargo. O solver COIN-MP [08] foi utilizado para a otimização desse problema e os resultados obtidos são apresentados na **Erro! Fonte de referência não encontrada..**

Tabela 1 – Valores do MUST para os pontos de Conexão

Pontos de Conexão	MUST[MW]	Tarifa [R\$/KW.mês]	Contrato [R\$ 1000]
SAO JOSE	1541,82	3,443	R\$ 63.701,85
ADRIANO	1,5	3,973	R\$ 71,51
GRAJAU	1763,55	3,667	R\$ 77.603,30
JACAREPAGUA	843,63	3,658	R\$ 37.032,01
CACHOEIRA PAULISTA	271,69	3,57	R\$ 11.639,03
STA CRUZ	75,01	4,272	R\$ 3.845,24
NILO PECANHA	114,05	3,958	R\$ 5.416,81
BRISAMAR	122,28	4,237	R\$ 6.217,43

5.2 RESULTADOS UTILIZANDO O MODELO SOB ÓTICA DO CONSUMIDOR

Os mesmos 1000 cenários gerados e utilizados no modelo de otimização anterior também foram utilizados nessa análise. É importante ressaltar que os cenários foram gerados a partir de uma distribuição normal conforme explicado anteriormente. Neste modelo o custo do contrato foi incorporado na função objetivo, desta forma o pagamento de multa torna-se uma opção para minimização do custo global que indiretamente recai sobre o consumidor. Os resultados obtidos para este modelo são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Valores do MUST para os pontos de Conexão

Pontos de Conexão	MUST[MW]	Tarifa [R\$/KW.mês]	Contrato [R\$ 1000]
SAO JOSE	1211,54	3,443	50055,8
ADRIANO	1,5	3,973	71,51
GRAJAU	1320,83	3,667	58121,91
JACAREPAGUA	596,65	3,658	26190,53
CACHOEIRA PAULISTA	219,03	3,57	9383,42
STA CRUZ	57,16	4,272	2930,32
NILO PECANHA	73,55	3,958	3493,18
BRISAMAR	89,74	4,237	4562,57

5.3 COMPARAÇÃO ENTRE OS MODELOS

A Figura 2 apresenta a comparação dos resultados de MUST encontrado pelos modelos nos principais pontos de conexão da distribuidora LIGHT. Observa-se uma diferença na decisão onde no modelo que visa a minimização da multa a atitude é de aumentar o nível de contratação.

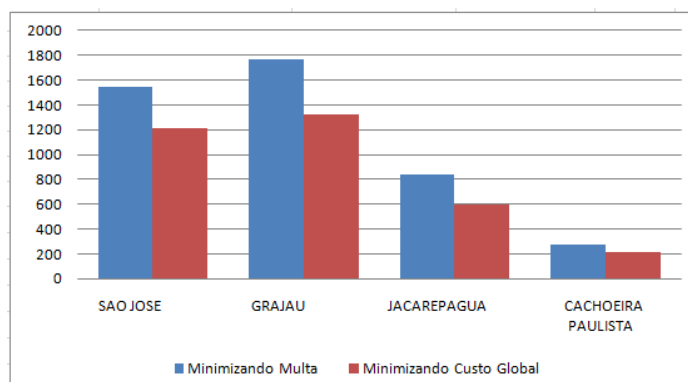


FIGURA 2 – Comparação do MUST nos Principais Pontos de Conexão

A Figura 3 apresenta a comparação do custo dos encargos calculados para cada modelo. Pode-se observar que na minimização do custo global existe pagamento de multa mas esta é compensada pela diminuição do custo da contratação.

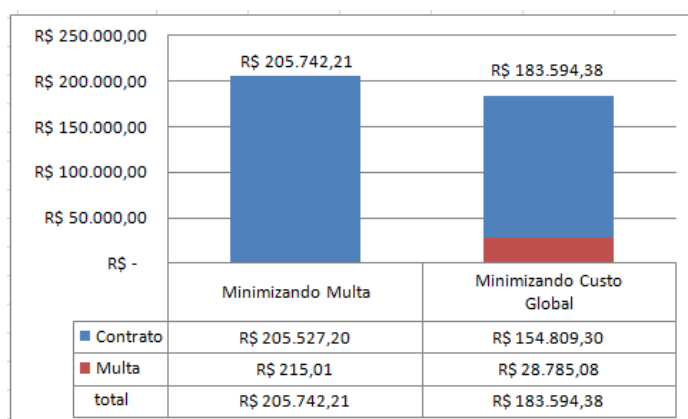


FIGURA 3 – Comparação do Custo Total

6.0 - EFEITO NO PLANEJAMENTO

Com os resultados obtidos no item anterior, é possível traçar as conseqüências para o planejamento da rede de transmissão face às definições do MUST pelas distribuidoras em cada ponto de conexão. Como as distribuidoras detêm o maior volume de carga, são as suas previsões de demanda que norteiam os investimentos na rede de transmissão. A variação do MUST em função da estratégia de contrato de cada empresa pode alterar a forma de expansão da rede básica. Na realidade esta flexibilidade gerencial das empresas era de certa forma controlada pelo ONS e pela ANEEL que monitoravam as variações das declarações do MUST das distribuidoras para avaliar se havia distorções. Entretanto, não se pode afirmar que as variações do MUST estariam estritamente correlacionadas com as variações da carga.

Analisando os MUST's das Tabelas 2 e 3, verifica-se uma variação total de 1163 MW. Isto significa que a mudança de filosofia de contratação levou neste caso a uma variação significativa de 25%. O sistema de suprimento ao Rio de Janeiro é composto de linhas de 500 kV e 345 kV e a expansão deste sistema normalmente é feito no tronco de 500 kV. Se a política da empresa for a de apenas minimizar multa e o valor dos contratos balizassem a expansão da rede de transmissão, haveria necessidade de construir uma nova linha de 500 kV comparando o caso onde a otimização é global.

7.0 - CONCLUSÃO

A definição do MUST pelas empresas distribuidoras e a forma como a ANEEL estabelece as multas contratuais de uso da rede de transmissão interfere na evolução do sistema elétrico. Pelo lado das distribuidoras, a minimização de seus custos com o pagamento de multas é hoje a maior preocupação face à regulamentação vigente visto que o custo da sobre-contratação é repassado para o consumidor diretamente. O trabalho apresentou a ótica da empresa mas também a ótica de minimização do custo global que recai sobre o consumidor. Desta análise, foi constatada a importância de verificar a forma como as multas estão definidas e seus efeitos no custo global. Apesar da agência ter incluído multa para a sobre-contratação através da REN 399/10, o trabalho mostrou que a banda de 10% não é efetiva.

Sob a ótica da distribuidora, o trabalho apresentou uma ferramenta que possibilita definir o nível de contratação ótima subsidiando o processo de tomada de decisão. Alternativas ao modelo regulatório que baliza as contratações entre a distribuição e transmissão podem ser também subsidiadas com a utilização desta ferramenta. Por fim,

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [01] Rudnick, H., Palma, R., Cura, E. & Silva, C., (1996). Economically adapted transmission Systems in open access schemes – application of genetic algorithms, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 3.
- [02] Marangon Lima, J.W., (1996). Allocation of transmission fixed charges: An Overview, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 3, pp.1409-1418.
- [03] ANEEL, (2010). Resolução Normativa Nº 399, [Online]. Disponível: <http://www.aneel.gov.br>.
- [04] Leite da Silva, A.M., Costa, J.G.C. & Mattar, C.M., (2006). A Probabilistic Approach for Determining the Optimal Amount of Transmission System Usage," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 21, no. 4, pp. 1557-1564.
- [05] Chicco, G., Napole, R. & Piglion, F., (2006). Comparisons Among Clustering Techniques for Electricity Customer Classification, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 2.
- [06] Law, A.M., (2007). Simulation Modeling & Analysis, McGRAW HILL, Fourth Edition.
- [07] Queiroz, A.R., Lima, L.M.M., Morton, D.P. & Marangon Lima, J.W., (2010). Determining the Optimal Transmission System Usage Contracts for a Distribution Company. Proceedings of the IEEE PES General Meeting, Minneapolis.
- [08] COIN-OR, (2009). Disponível: <http://www.coin-or.org/projects/CoinMP.xml>.
- [09] Queiroz, A.R., Lima, L.M.M., Marangon Lima, J.W., Morton, D.P."Determinação do Montante de Uso Ótimo do Sistema de Transmissão para uma Empresa de Distribuição de Energia Elétrica", XVIII Congresso Brasileiro de Automática, 2010.

9.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Nome: Bernardo Medeiros Marangon Lima

- Local e ano de nascimento; Rio de Janeiro RJ – 1987
- Graduação: UNIFEI – 2009, Mestrado: UNIFEI – 2011 (em andamento)

Nome: Anderson Rodrigo de Queiroz

- Local e ano de nascimento; Mogi Mirim SP – 1982
- Graduação: UNIFEI – 2005, Mestrado: UNIFEI – 2007, PhD: UTEXAS 2007 – 2011 (em andamento)

Nome: Luana Medeiros Marangon Lima

- Local e ano de nascimento; Rio de Janeiro RJ – 1984
- Graduação: UNIFEI – 2005, Mestrado: UNIFEI – 2007, PhD: UTEXAS 2007 – 2011 (em andamento)

Nome: José Wanderley Marangon Lima

- Local e ano de nascimento; Aracajú, SE - 1956
- Graduação: IME – 1979, Mestrado: UNIFEI – 1991, Doutorado UFRJ – 1994
- Experiência profissional: Professor Titular da UNIFEI, Senior Member IEEE, Pesquisador 1C CNPq, mais de 20 artigos em revistas internacionais e mais de 100 artigos em congressos nacionais e internacionais.

Nome: Anselmo Ribeiro Nascimento

- Local e ano de nascimento; Campos dos Goytacazes, RJ - 1953
 - Graduação: UFF – 1978, Mestrado: UFSC – 1992,
 - Experiência profissional:
 - Engenheiro Especialista da Gerência de Estudos e Planejamento da LIGHT SESA;
 - Professor do Departamento de Engenharia Elétrica da UGF;
 - Vários artigos publicados em seminários nacionais.
-

