



**XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica
SENDI 2012 - 22 a 26 de outubro
Rio de Janeiro - RJ - Brasil**

Miriam Soares Cordeiro Martins

Ampla Energia e Serviços S/A

miriam@ampla.com

**Modelagem de otimização sob incerteza - Uma aplicação para contratação de montantes de uso
conforme Resolução Normativa ANEEL 399/2010**

Palavras-chave

Modelagem
Montantes de Uso
Otimização
Simulação

Resumo

Este trabalho apresenta um modelo teórico de otimização estocástica para a definição dos montantes de uso dos sistemas de distribuição e transmissão. Baseia-se nas regras de contratação estabelecidas na Resolução Normativa ANEEL 399 de 2010. Na metodologia proposta, o fluxo de potência mensal máximo em cada ponto de fronteira é tratado como uma variável aleatória, possibilitando obter a distribuição de probabilidade dos encargos em função do montante de uso a ser contratado. O objetivo final é a minimização dos encargos pagos anualmente com distribuição/ transmissão de energia. A metodologia proposta foi aplicada na distribuidora Ampla Energia e Serviços e os resultados foram comparados com os dados reais verificados no ano de 2011 para validação do modelo.

1. Introdução

Modelos de programação matemática são normalmente empregados em problemas de planejamento da produção e de logística. Muitos destes modelos partem do pressuposto que os dados de entrada são conhecidos, ou seja, determinísticos. Porém, frequentemente esses modelos possuem incertezas e uma abordagem determinística pode não ser adequada e incorrer em erros.

Segundo (JACINTO, 2009, p. 21), a modelagem das incertezas consiste em realizar uma abordagem específica para cada fonte de incerteza identificada. Técnicas de simulação de Monte Carlo, processos estocásticos, inteligência artificial, confiabilidade de sistemas etc. são comuns nesses tipos de modelagem.

Esta mesma abordagem pode ser aplicada para determinação dos montantes de uso dos sistemas de

distribuição (MUSD) e transmissão (MUST) a serem contratados pelas distribuidoras em seus pontos de fronteira.

A Resolução Normativa (REN) ANEEL 399/2010 regulamenta a contratação de uso do sistema de transmissão e as formas de cálculo dos encargos correspondentes. Esta Resolução veio substituir a REN ANEEL 281/99, aprimorando a regulamentação sobre este tema, por estabelecer uma contratação mais eficiente do uso do sistema pelas distribuidoras. A regra estabelece que se em algum ponto de conexão, o máximo fluxo verificado exceder o valor contratado em mais de 10%, será aplicada uma tarifa de ultrapassagem (sobre o excesso) igual a 3 (três) vezes a tarifa normal do respectivo período. Também ficou estabelecido que quando houver sobrecontratação de demanda anual em valor inferior a 90% do maior MUST contratado no ano civil no posto tarifário de ponta e/ou fora de ponta, a empresa também deverá arcar com custos de penalidade (ANEEL, 2010).

De uma forma intuitiva, poderíamos pensar que a concessionária deveria buscar sempre por valores de contrato ideais, em que não ocorram sobrecontratações nem subcontratações. Os montantes de uso a serem contratados nos postos tarifários de ponta e fora de ponta, em cada ponto de intercâmbio, deveriam coincidir com os fluxos máximos mensais ocorridos nos mesmos.

Todavia, a demanda de cada consumidor, o despacho de geração e a disponibilidade dos equipamentos do sistema são de natureza aleatória, fazendo com que as demandas de potência solicitadas em cada ponto de conexão não possam ser tratadas como variáveis determinísticas. Desta forma, a determinação dos montantes de uso deve ser entendida como uma busca pelo valor ótimo que minimize a função de custo no decorrer dos doze meses e não como uma tentativa de se determinar montantes para os quais as sobrecontratações ou subcontratações não aconteçam.

Neste trabalho o problema da determinação dos montantes de uso a serem contratados pelas distribuidoras é tratado sob a ótica da otimização sob incerteza e é proposta uma metodologia que combina simulação e otimização para sua solução.

2. Desenvolvimento

A formulação teórica do modelo foi desenvolvida conforme as regras de contratação de montantes de uso, já descritas, estabelecidas na REN ANEEL 399/2010. Esta regulamentação determina ainda que os encargos de uso do sistema de transmissão dos agentes de distribuição sejam aplicados ao mês pleno, ou seja, paga-se o valor do contrato ou a maior demanda verificada por ponto de conexão em cada mês para os horários de ponta e fora de ponta.

As demandas contratadas por ponto de fronteira devem refletir as previsões de demandas máximas integralizadas de 15 em 15 minutos e também a sazonalidade mensal dos fluxos passantes contratados que, não são necessariamente os mesmos ao longo do ano.

2.1 Formulação matemática e desenvolvimento da metodologia

As regras de contratação de uso podem ser matematicamente formuladas como se segue: Seja X_{ijk} a demanda máxima, em MW, verificada no mês i , no ponto de conexão j no posto tarifário k . A variável X assim definida é uma variável aleatória com função densidade de probabilidade $f(X)$, com média μ e desvio padrão σ .

A despesa mensal com uso do sistema de transmissão, para cada ponto de conexão é definida pela função $H(X)$, conforme equação (1) a seguir:

$$H(X) = \begin{cases} T_{ijk} \cdot C_{ijk} + \frac{\gamma}{12} \cdot T_{ijk} ((1 - \beta) \cdot C_{ijk} - X_{jk}^{max}) & \text{se } X_{jk}^{max} < (1 - \beta) \cdot C_{ijk} \\ T_{ijk} \cdot C_{ijk} & \text{se } X_{ijk} \leq C_{ijk} \\ T_{ijk} \cdot X_{ijk} & \text{se } \frac{X_{ijk}}{(1 + \beta)} \leq C_{ijk} \leq \frac{X_{ijk}^{max}}{(1 - \beta)} \\ T_{ijk} \cdot C_{ijk} + \alpha \cdot T_{ijk} \cdot (X_{ijk} - (1 + \beta) \cdot C_{ijk}) & \text{se } X_{ijk} > (1 + \beta) \cdot C_{ijk} \end{cases} \quad (1)$$

Onde:

X_{ijk} é a demanda verificada, em MW, no mês i; no ponto de conexão j, no posto tarifário k.

X_{jk}^{max} é a demanda máxima anual verificada, em MW, no ponto de conexão j, no posto tarifário k.

T_{ijk} é a tarifa de uso do sistema de distribuição ou transmissão no mês i; no ponto de conexão j, no posto tarifário k.

C_{ijk} é o montante de uso do sistema de distribuição ou transmissão contratado pela distribuidora em análise para o mês i, para o ponto de conexão j, no posto tarifário k.

β é o limite de tolerância sem aplicação de penalidade da demanda verificada em relação a contratada. Atualmente este limite é de 10%.

α é a constante de penalidade em função da demanda verificada ter ultrapassado o limite de tolerância permitido. Atualmente $\alpha = 3$.

γ é o fator de penalidade por sobrecontratação (igual a 12).

A função H(X) pode ser graficamente representada conforme a Figura 1 a seguir:

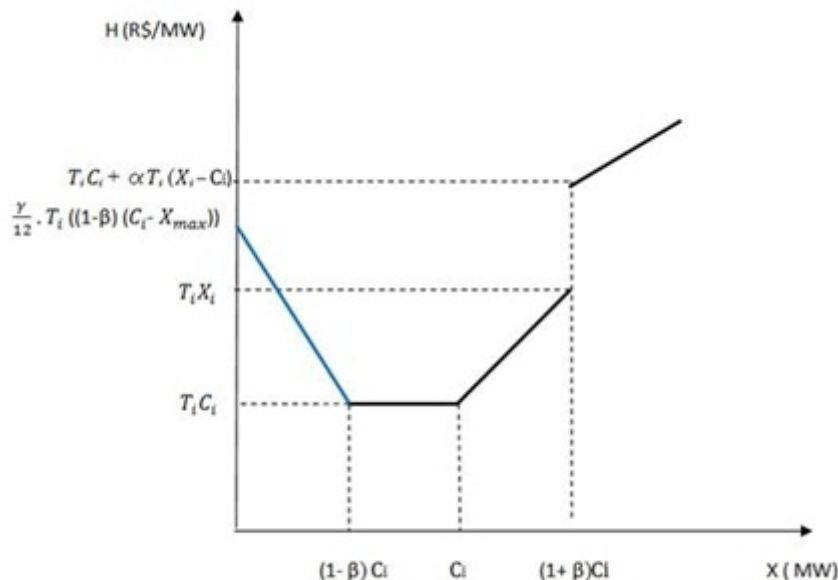


Figura 1 - Função H(X)

A função de custo é dividida em quatro partes: a linha azul da esquerda representa o caso em que a distribuidora contrata mais que sua demanda máxima anual naquele ponto de conexão. Nesta situação deverá arcar com o encargo relativo à parcela por ineficiência de sobrecontratação, sendo este custo avaliado no final do ano. A linha à esquerda da Figura 1 representa o caso onde a demanda máxima mensal é menor ou igual ao MUST contratado. Nesse caso o valor do encargo é o MUST contratado vezes a TUST no ponto de conexão. No trecho em que a demanda é maior que o MUST contratado e menor do que o limite de subcontratação, o encargo será igual ao valor máximo de demanda mensal verificado vezes a TUST. Para valores de demanda verificada maior que o limite de subcontratação, o encargo será o valor de contrato vezes a TUST mais o custo relativo à parcela de ineficiência por subcontratação.

Nota-se que a função apresenta uma descontinuidade no ponto em que a demanda máxima no ponto é igual a $(1+\beta)Ci$, ou seja o máximo valor de fluxo para o qual ainda não há penalização.

O valor esperado da despesa mensal com o uso do sistema transmissão é dado pela equação (2):

$$E(H(X|ijk)) = \int_0^{\infty} H(X)f(X)dx \tag{2}$$

Consideremos que a função densidade de probabilidade do fluxo máximo demandado em uma conexão i entre a concessionária e o sistema de distribuição ou transmissão seja conhecida. Assim, o encargo de uso associado ao ponto i também será uma variável aleatória, cuja função densidade de probabilidade pode ser determinada. Para tanto, após conhecer a função densidade de probabilidade do fluxo máximo demandado neste ponto, deveremos fixar o montante de uso MUST $_i$ a ser contratado no mesmo (MATTAR, 2007, p.10). Este montante será determinado através da obtenção do mínimo encargo esperado.

Até o momento considerou-se que as funções densidade de probabilidade do fluxo máximo demandado nos pontos de conexão são contínuas e possuem expressões conhecidas. Todavia, a modelagem discreta é mais adequada para a aplicação em sistemas reais, onde os dados são oriundos de registros de medição.

2.2 Modelo de otimização

O valor ótimo de contratação do MUST pode ser formulado como uma programação linear estocástica.

Conforme visto anteriormente, o modelo proposto busca determinar os montantes de uso em cada ponto de conexão que minimizem as despesas com encargos por ineficiência na contratação. Segundo (LIMA, 2011, p. 45-46) a modelagem do problema de otimização do MUST é dada por:

Variáveis de decisão:

$MUST_i$ - Demanda contratada pela concessionária no ponto i

P_{im}^w - Demanda excedente no ponto de conexão i , no mês m para o cenário w , caso o valor exceda 10% do MUST.

K_i^w - Contratação excedente no ponto de conexão i para o cenário w se a demanda máxima verificada no ano for inferior a 90% do MUST.

Função objetivo:

$$\begin{aligned} \min \quad & 12 * \sum_{i \in I} (TUST_i * MUST_i) + \sum_{i \in I} (3 * TUST_i * \sum_{\omega \in \Omega} \sum_{m \in M} (P_{im}^{\omega} * p^{\omega})) \\ & + \sum_{i \in I} (12 * TUST_i * \sum_{\omega \in \Omega} K_i^{\omega} p^{\omega}) \end{aligned}$$

$$s.a \quad P_{im}^{\omega} \geq Demanda_{im}^{\omega} - (1+\gamma) * MUST_i \quad \forall i \in I, \forall m \in M, \forall \omega \in \Omega$$

$$P_{im}^{\omega} \geq 0 \quad \forall i \in I, \forall m \in M, \forall \omega \in \Omega$$

$$K_i^{\omega} \geq (1 - \gamma) * MUST_i - Demanda_{im}^{\omega} \quad \forall i \in I, \forall m \in M, \forall \omega \in \Omega$$

$$K_i^{\omega} \geq 0 \quad \forall i \in I, \forall m \in M, \forall \omega \in \Omega$$

Onde:

i - conjunto de pontos de conexão

ω - conjunto de cenários

$Demanda_{im}^{\omega}$ - demanda máxima verificada no ponto i no cenário ω

p^{ω} - probabilidade de ocorrência do cenário ω

O modelo proposto representará este problema como otimização estocástica e o objetivo será minimizar o valor esperado do encargo nos cenários simulados. Para obtenção da solução ótima serão utilizados os softwares RiskOptimizer e @Risk da Palisade Corporation, que usam a simulação de Monte Carlo para modelar o impacto das incertezas e algoritmos genéticos para gerar possíveis valores para as variáveis a serem otimizadas.

As funções densidade de probabilidade obtidas numericamente por simulação são, em geral, apresentadas sob forma de histogramas ou impulsos. Neste caso, os valores de encargo são calculados para cada possível patamar de fluxo, sendo mantidas as respectivas probabilidades de ocorrência.

2.3 Estudo de caso da Ampla Energia e Serviços

Foi aplicada a metodologia aos dados de demanda da distribuidora Ampla por ponto de conexão, referentes aos anos de 2009 e 2010, para previsão dos montantes de uso a serem contratados para o ano de 2011.

A Ampla possui 11 pontos de intercâmbio: 8 com Furnas e 3 com a Light. Os pontos de conexão com Furnas são: Adrianópolis, São José, Campos, Angra Usina, Angra Subestação, Muriqui, Jacuacanga, e Venda das Pedras; os pontos de conexão com a Light são: Entroncamento Rio da Cidade, Ilha dos Pombos e Retiro Saudoso.

A malha principal de transmissão da AMPLA constitui-se em um sistema, com tensão em 138 kV, com 4 pontos de intercâmbio com a rede básica: Adrianópolis, São José, Campos e Venda das Pedras. Este sistema supre cerca de 75% da carga da distribuidora e, por ser malhado, o comportamento histórico do fluxo nas conexões com a rede básica pode variar consideravelmente. É importante ressaltar que a metodologia desenvolvida pode ser empregada também nos sistemas radiais, como os pontos de conexão da região de Angra dos Reis, bem como para os pontos de contratação de MUSD com a LIGHT (Entroncamento Rio da Cidade, Ilha dos Pombos e Retiro Saudoso), mas neste trabalho a validação da metodologia será realizada para 3 pontos de conexão da malha principal: Adrianópolis, São José e Campos.

O ponto de Venda das Pedras iniciou a operação em dezembro de 2010, razão pela qual não foi incluído no estudo.

A Figura 2 mostra o diagrama unifilar da malha principal em 138 kV.

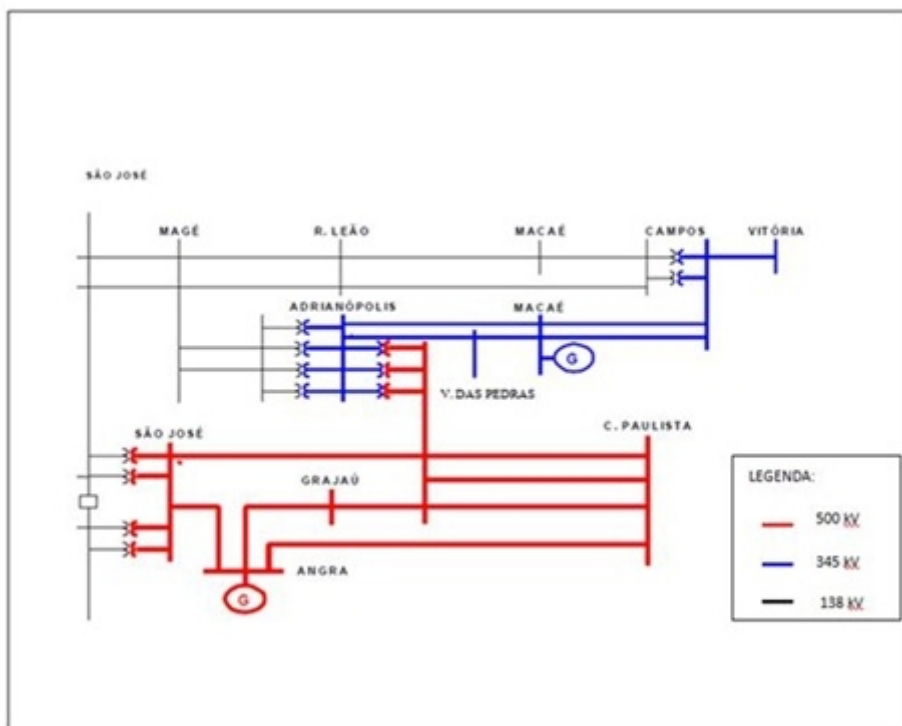


Figura 2 - Malha Principal

2.4 Aplicação da metodologia

Para determinar a função densidade de probabilidade (fdp) do encargo associado ao ponto de conexão i , é necessário construir a fdp do fluxo máximo demandado neste ponto.

A fdp do fluxo máximo demandado no ponto de conexão i é construída levantando-se os possíveis valores de fluxo e suas respectivas probabilidades de ocorrência.

No caso em estudo, para melhor representar o comportamento estatístico dos fluxos, a estimativa das funções densidade de probabilidade de cada mês considerou as demandas máximas diárias verificadas dos meses de 2009 e 2010. Todavia, os fluxos nos pontos de intercâmbio podem variar de um ano para o outro, devido aos fatores de influência já mencionados anteriormente. Assim deve ser aplicada a seguinte normalização aos dados para que se possam adicionar os fluxos verificados em anos distintos a um mesmo conjunto de dados (MATTAR, 2007, p. 55-56):

$$z = \frac{F - F_j^{med}}{\delta_j} \quad (3)$$

Onde:

z = valor do fluxo normalizado;

F = valor do fluxo em MW;

F_j^{med} = valor médio dos fluxos máximos diários do ano "j" em MW;

σ_j = Desvio padrão dos fluxos máximos diários do ano "j" em MW.

Após normalização dos dados são montados os histogramas para cada um dos meses nos horários de ponta e fora de ponta.

Os histogramas construídos serão utilizados como base para previsão dos fluxos e respectivas probabilidades para cada mês, dado que a metodologia proposta supõe que o padrão observado nos anos de 2009 e 2010 se repetirá no ano de 2011. Assim, será necessário estimar a média e o desvio padrão deste ano e realizar a seguinte transformação:

$$F = F^{med} + z \cdot \delta \quad (4)$$

Onde:

z = valor do fluxo normalizado;

F = valor do fluxo em MW;

F^{med} = valor médio previsto dos fluxos máximos em MW;

σ = Desvio padrão previsto para os fluxos máximos em MW.

Para a estimativa da média e desvio padrão do ano de 2011 foi utilizado um modelo de previsão baseado em análise de séries temporais (Suavização exponencial de Winters.)

A Tabela 1 mostra os valores de média (μ) de desvio padrão (σ) previstos e verificados para o ano de 2011, para os pontos de intercâmbio estudados:

Tabela 1 – Média e desvio padrão

Ponto	Previsto				Verificado			
	Ponta		Fora Ponta		Ponta		Fora Ponta	
	μ	σ	μ	σ	μ	σ	μ	σ
Adrianópolis	542	29,00	525	50,55	540	28,25	547	38,52
Campos	354	22,96	341	28,29	325	41,6	309	51,66
São José	351	30,14	374	36,17	355	26,87	361	34,12

2.5 Resultados obtidos:

Através da aplicação da metodologia desenvolvida nos capítulos anteriores, foram simulados 1.000 cenários de demanda utilizando-se o software RiskOptimizer da *Palisade Corporation* cujos resultados são apresentados nas tabelas abaixo.

As Tabelas 2, 3 e 4 apresentam os montantes ótimos propostos, bem como os valores efetivamente contratados pela Ampla em 2011 e os ótimos a posteriori, ou seja os montantes de uso ótimos que minimizam os encargos no ano de 2011, considerando os fluxos máximos efetivamente verificados nos pontos de fronteira.

Tabela 2- Montantes de uso em MW

	MUST proposto		MUST ótimo		MUST contratado	
	Ponta	Fora ponta	Ponta	Fora ponta	Ponta	Fora ponta
Adrianópolis	507	511	510	500	440	440
Campos	335	310	315	291	435	435
São José	332	396	344	351	310	310

Tabela 3– Encargos posto tarifário de ponta em MR\$

	Ponta					
	Proposto		Contratado		Ótimo	
	MUST	Encargo (R\$)	MUST	Encargo (R\$)	MUST	Encargo (R\$)
Adrianópolis	507	43.320,39	440	50.866,40	510	43.251,50
Campos	335	24.848,11	435	27.435,65	315	24.285,71
São José	332	26.517,17	310	27.700,06	344	26.385,54
TOTAL		94.685,67		106.002,11		93.004,13

Tabela 4– Encargos posto tarifário fora de ponta em MR\$

	Fora de Ponta					
	Proposto		Contratado		Ótimo	
	MUST	Encargo (R\$)	MUST	Encargo (R\$)	MUST	Encargo (R\$)
Adrianópolis	511	3.838,63	440	4.385,43	500	3.784,73
Campos	310	2.112,16	435	2.962,35	291	2.053,93
São José	396	2.801,30	310	2.842,83	351	2.524,11
TOTAL		8.752,09		10.190,61		8.366,19

Para melhor ilustrar a análise dos riscos, exemplificamos o ponto Adrianópolis, posto tarifário de ponta. As Figuras 3 e 4 a seguir mostram a distribuição de probabilidade do encargo associado ao montante de uso estabelecido, obtidos pelo software @Risk da Palisade Corporation.

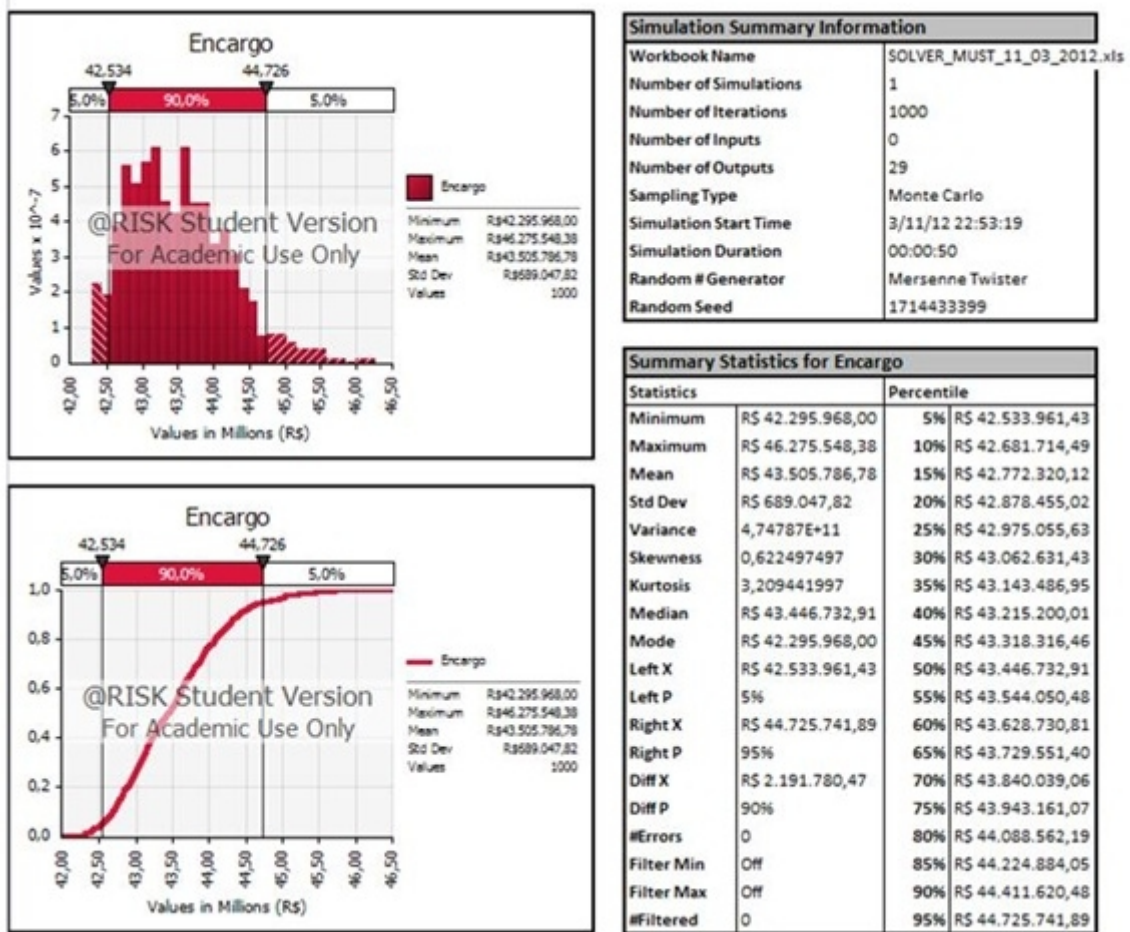


Figura 3

Observamos que, considerando um intervalo de confiança de 90%, o valor do encargo de uso estará compreendido entre MR\$ 45.534 e MR\$ 44.726.

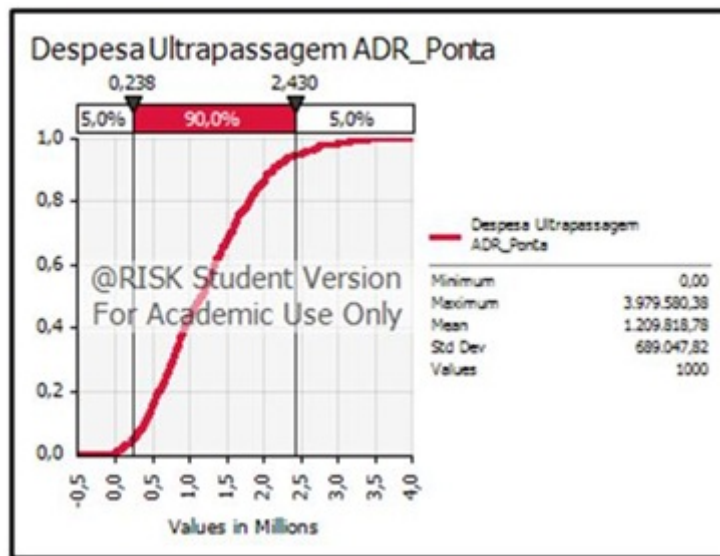


Figura 4

3. Conclusões

Este trabalho apresentou uma metodologia baseada na otimização sob incerteza para determinação dos montantes ótimos de uso baseado nas regras da REN ANEEL 399/2010.

O tratamento probabilístico dos fluxos máximos mensais possibilita a determinação de uma função densidade de probabilidade para o encargo mensal para cada ponto de conexão. O modelo apresentou fluxos máximos mensais muito próximos aos verificados para o ano de 2011 na malha principal de 138 kV da distribuidora Ampla Energia e Serviços S.A

A aplicação da metodologia proposta representa um ganho esperado ao ano de MR\$ 11,3 no posto tarifário de ponta e de MR\$1,4 no de fora ponta em relação à estratégia normalmente utilizada pela distribuidora para determinação dos montantes de uso a serem contratados.

4. Referências bibliográficas

1. ANEEL Resolução Normativa nº 399 de 13 de abril de 2010
 2. JACINTO, Carlos M. C. Acoplamento, simulação e otimização de estratégias de desenvolvimento de campos de petróleo e gás sob incerteza, com aplicações na construção de poços e campos inteligentes. Rio de Janeiro, UFRJ/COPPE, 2009. Orientador: Nelson Francisco Favilla Ebecken. Tese (doutorado), p. 21.
 3. LIMA, Bernardo M. Metodologia para Otimização do Montante de Uso do Sistema de Transmissão. Minas Gerais, UNIFEI, 2011. Orientador: José Wanderley Marangon Lima. Tese (mestrado), p. 45-46.
 4. MATTAR, Caroline M. Determinação Ótima dos Montantes de Uso de Sistemas de Transmissão: Uma Abordagem Probabilística. Minas Gerais, UNIFEI, 2007. Orientador: Armando M. Leite da Silva. Tese (mestrado), p.10, 55-56.
-