

**Precificação Nodal do Sistema de Transmissão Brasileiro
Considerando Múltiplos Cenários Hidrológicos****C.R.R. DORNELLAS**
CCEE (*)**A.M. LEITE DA SILVA**
PUC-Rio**J.G.C. COSTA**
UNIFEI**Z.S. MACHADO JUNIOR**
UNIFEI**A.L.M. MARCATO**
UFJF**J.C.O. MELLO**
Thymos Energia**Brasil****RESUMO**

A tarifação do uso do sistema de transmissão afeta diretamente a remuneração das empresas concessionárias e os custos dos agentes participantes do mercado. Uma vez definido o montante total necessário para cobrir despesas com operação e manutenção, além de garantir investimentos no setor para ampliação e reforço, torna-se necessário estabelecer a forma com que este custo será rateado entre os usuários, o que pode ser feito por métodos baseados em diferentes princípios, entre os quais, está a Metodologia Nodal. Como sabido, o despacho hoje utilizado pelo programa de tarifação no Brasil não guarda qualquer semelhança com os praticados na realidade operativa, resultando em sinais inadequados para a instalação de novos geradores e cargas, o que pode ocasionar elevação de congestionamentos e perdas na transmissão, bem como a deterioração do nível de confiabilidade da rede.

Como contribuição principal deste trabalho, propõe-se um procedimento inovador para a consideração na precificação nodal de múltiplos cenários hidrológicos, obtidos a partir da modelagem energética hidrotérmica, mais próximos da realidade operativa do sistema e mais adequados ao planejamento da operação da transmissão. Assim, o objetivo é tornar a tarifação do uso do sistema de transmissão mais locacional e aderente aos cenários de geração, ou despacho, utilizados em estudos de planejamento da operação de médio prazo, na determinação da política operativa e precificação.

Os desenvolvimentos deste trabalho são descritos detalhadamente, com apresentação de conceitos, equações e algoritmos. Características importantes do procedimento proposto, como a sensibilidade aos múltiplos cenários hidrológicos, são analisadas e ilustradas com base em aplicações numéricas com o sistema interligado brasileiro para o ciclo tarifário 2014/2015. Ao final, são apresentados e discutidos os resultados de análises probabilísticas para o conjunto de encargos de transmissão finais e anuais para usinas termelétricas e hidrelétricas, localizados em submercados distintos, obtidos com a consideração de múltiplos cenários hidrológicos. O método permite a análise de risco de portfólio para empreendedores que detêm a concessão/propriedade de diversas unidades geradoras ou fabris.

PALAVRAS-CHAVE

Mercado de energia elétrica, metodologia nodal, precificação da transmissão.

1. Introdução

Nos mercados de energia elétrica [1], as metodologias para alocação de custos de transmissão foram divididas inicialmente em três grupos [2]: métodos que traduzem comportamentos médios, métodos incrementais e métodos marginais. No primeiro grupo são encontrados métodos que alocam os custos totais de um sistema de transmissão entre seus usuários com base em proporções de variáveis regulatórias como potência de ponta ou energia transmitida. Estes métodos podem ou não considerar estudos de fluxo de potência. Pela técnica Pro Rata ou Selo Postal [3], [4], por exemplo, o custo total da transmissão é dividido entre os agentes na proporção das magnitudes de sua injeção de potência em uma condição específica. O Pro Rata pode ser usado para complementar as tarifas calculadas por métodos mais sofisticados, alocando a diferença entre os custos totais da transmissão e os originalmente recuperados pelos métodos. Ainda neste grupo, metodologias baseadas no princípio da divisão proporcional (e.g., [2], [5], [6]), admitem que os fluxos que deixam uma barra por um conjunto de circuitos são combinações proporcionais dos fluxos que nela incidem. Em [7], utiliza-se o valor de Shapley [8] para confirmar o princípio da divisão proporcional em um problema de alocação de perdas.

Para a utilização de métodos incrementais, deve-se estabelecer uma situação-base à qual serão sobrepostas novas transações. O custo incremental associado a uma transação corresponde à diferença entre os custos do sistema (operação, manutenção, expansão e reforço) na presença e na ausência da mesma. Diferentemente dos métodos incrementais, as metodologias marginais consistem basicamente em avaliar, em relação a um determinado ponto de operação, a variação nos custos do sistema de transmissão provocada pela variação marginal de alguma grandeza, e.g., a injeção de potência em uma barra. Nos últimos anos, o interesse por métodos marginais tem aumentado devido à sua capacidade de promover uma alocação de custos compatível com a utilização eficiente da rede. Os sinais econômicos transmitidos pelos preços marginais [9] têm justificado a aplicação de tais métodos nos sistemas tarifários de diversos países. A metodologia nodal [10] é a formulação atualmente utilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na alocação dos custos da transmissão no Setor Elétrico Brasileiro. Países como Inglaterra, Colômbia e Panamá também utilizam a metodologia nodal, com pequenas variações em relação ao modelo em vigor no Brasil. O método é baseado no cálculo de tarifas de uso por barra, levando em conta a localização do agente no sistema de transmissão e a magnitude de sua injeção de potência. A metodologia visa obter uma sinalização econômica consistente e garantir a remuneração dos custos totais do sistema de transmissão.

A estrutura de cálculo de tarifas nodais [11]-[13] considerada neste trabalho permite decompor o custo total da transmissão em duas parcelas: a primeira, correspondente à capacidade utilizada da rede (estimada em um ponto de operação previamente definido) e a segunda, referente à capacidade de transmissão ainda disponível no sistema. Um procedimento de decomposição de tarifas permite ainda determinar a responsabilidade de cada participante (ou grupo de participantes) sobre o uso de qualquer conjunto especificado de elementos de transmissão. A flexibilidade do método possibilita o estabelecimento de critérios baseados em aspectos técnicos e econômicos para a alocação dos custos dos circuitos internos de cada subsistema, bem como dos elementos de interligação entre as áreas. A metodologia proposta neste trabalho é descrita nas próximas seções, com a apresentação dos conceitos, equações e algoritmos correspondentes. Características importantes da formulação proposta, como a sensibilidade aos múltiplos cenários hidrológicos, são analisadas e ilustradas com base em aplicações numéricas com o Sistema Interligado Nacional para o ciclo tarifário 2014/2015. Por fim, são apresentados e discutidos os resultados de análises probabilísticas para o conjunto de encargos de transmissão finais e anuais para usinas termelétricas e hidrelétricas, localizadas em submercados distintos, obtidos a partir da consideração de múltiplos cenários hidrológicos. O método traz ainda a inovação de permitir a análise de risco de portfólio para empreendedores que detêm a concessão/propriedade de diversas unidades geradoras.

2. Generalização da Metodologia Nodal

A tarifa inicial de uma barra i representa a soma dos custos de uso de todos os nl circuitos de um sistema de nb barras, provocados pela injeção de 1 MW na mesma [11], [12]. As tarifas iniciais de todas as barras, representadas em um vetor $1 \times nb$, podem ser calculadas por:

$$\pi = CT \times DT \times \beta \quad (1)$$

onde CT é o vetor $1 \times nl$ com os custos dos circuitos, a serem recuperados por ano, em R\$; DT é a matriz diagonal $nl \times nl$, cujo termo $j-j$ é inverso da capacidade do circuito j em MW, e; β é a matriz $nl \times nb$ com as sensibilidades dos fluxos nos circuitos em relação às injeções de potência ativa nas barras [10].

A aplicação direta das tarifas iniciais sobre as injeções de potência implica recuperação do CTU (custo da parcela utilizada do sistema de transmissão). Este custo equivale à soma dos produtos entre o custo unitário de cada circuito e seu fluxo de potência calculado no ponto de operação considerado para tarifação. Matematicamente:

$$\pi \times P = \sum_{i=1}^{nb} \pi_i \times P_i = CTU \quad (2)$$

onde P é o vetor $1 \times nb$ com as injeções de potência ativa em MW. As tarifas iniciais permitem alocar o CTU entre todos os participantes. No entanto, algumas correções devem ser efetuadas [11], para que:

- i. As tarifas calculadas sejam independentes da escolha da barra de referência considerada no estudo de fluxo de potência e no cálculo da matriz β [10], conferindo transparência ao método;
- ii. Os custos de transmissão sejam alocados em uma proporção predefinida entre geração e consumo [13], e.g., 50% para cada classe, como no Brasil [10], e;
- iii. O CTN (custo referente à parcela não utilizada da transmissão) também seja alocado entre geração e carga na mesma proporção. A existência desta capacidade excedente se deve a investimentos em reforços e ampliações da rede para o atendimento de solicitações de carga/geração previstos para um horizonte futuro. O CTN representa, então, o montante a ser pago de forma complementar pelos participantes, visando à remuneração da capacidade ainda disponível na rede. Matematicamente, o CTN pode ser calculado por:

$$CTN = CTT - CTU \quad (3)$$

onde CTT é o custo total da transmissão, conhecido previamente, que deve ser alocado por ano.

As condições i e ii são satisfeitas através da adição de um termo constante às tarifas nodais, conforme detalhamento apresentado em [12]. A alocação do CTN, destacada na condição iii, é feita por selo, de modo que metade desta parcela seja alocada entre a geração e a outra metade entre as cargas [12]. Assim, tarifa de qualquer barra possui uma parcela locacional, responsável pela alocação do CTU e uma parcela selo, que garante a remuneração do CTN. Por ter origem incremental, a parcela locacional pode ser positiva ou negativa, enquanto a selo é sempre positiva. A depender da magnitude do selo, tarifas finais negativas poderão ser encontradas. Usualmente, geradores em centros consumidores e cargas em áreas geradoras reduzem o uso da transmissão, estando “bem posicionados” na rede. Embora esta sinalização esteja correta, a obtenção de receita a partir do uso da rede é uma questão a ser analisada com cuidado, pois faz com que a soma dos pagamentos supere o custo total da transmissão. Um procedimento para eliminar alocações negativas [11]-[13] consiste na redistribuição do montante total alocado negativamente através de selo entre os participantes que tiveram encargos positivos. Assim, participantes que inicialmente obtiveram encargos negativos ficam isentos de custos, enquanto os que efetivamente pagaram pela transmissão obtêm uma redução em seus encargos iniciais.

XIV SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING

SEPTEMBER 30TH THRU OCTOBER 3RD OF 2018 / RECIFE / PE / BRASIL

O seguinte algoritmo descreve o procedimento utilizado para a alocação dos custos de transmissão, visando atender às particularidades do sistema brasileiro:

- a) Efetuar a leitura dos dados elétricos e a condição de despacho desejada para o sistema e dados de custos de transmissão (custos dos elementos);
- b) Decidir se haverá eliminação de alocações negativas na geração e/ou na carga e escolher o modelo de eliminação, i.e., sobre o custo total (após o rateio do CTN) ou sobre o encargo locacional;
- c) Executar o cálculo do fluxo DC com perdas a partir da condição de despacho informada;
- d) Com base no ponto de operação obtido, calcular a matriz β e o vetor de tarifas iniciais;
- e) Efetuar os ajustes de tarifas e correções necessárias;
- f) Calcular os encargos totais e tarifas finais, aplicáveis às capacidades instaladas e cargas-pico.

O modelo de cálculo de tarifas descrito nesta seção e utilizado nas aplicações numéricas da Seção 5 é análogo ao oficialmente empregado pelos agentes do mercado de energia, e foi desenvolvido no âmbito do projeto estratégico da ANEEL – Tema 3 2008 [15].

3. Modelos de Otimização Hidrotérmica

Devido à predominância de usinas hidroelétricas no Sistema Interligado Nacional (SIN) e à sua forte dependência das vazões naturais afluentes, é necessário realizar o planejamento da operação, a fim de minimizar o valor esperado do custo de operação no período de planejamento, atendendo à demanda dentro de um limite estabelecido de confiabilidade, mesmo em situações hidrológicas desfavoráveis, através da redução e priorização do consumo de combustíveis [16]-[22].

O planejamento da operação é feito levando em conta as interdependências operativas entre as usinas, bem como a interconexão entre os subsistemas e a integração dos recursos de geração e transmissão no atendimento à carga total do sistema. Os sistemas hídricos com complementaridade térmica, como o brasileiro, possuem características distintas dos sistemas puramente térmicos, dentre as quais se destacam a estocasticidade e o acoplamento espacial e temporal da operação [16], [23]. Como existe relação entre a decisão tomada em um estágio qualquer e sua consequência futura, se, no presente, for utilizada muita água dos reservatórios e futuramente um baixo regime pluviométrico vier a acontecer, provavelmente será necessária a utilização de geração térmica, e ainda, com risco elevado do não atendimento da demanda. Raciocínio inverso também se aplica. Atualmente são utilizados modelos computacionais para o despacho da operação considerando os horizontes de médio/longo (5 anos à frente), de curto (1 ano à frente) e de curtíssimo (dias ou semanas à frente) prazos.

A operação hidrotérmica no planejamento energético de médio/longo prazo é representada por um problema de otimização, em que cada estágio é resolvido por Programação Linear, conforme o esquema simplificado:

$$\text{Minimizar: Custo total de operação (custo imediato + custo futuro)} \quad (4)$$

Sujeito a:

- a) Equações de atendimento à demanda;
- b) Equações de balanço hídrico;
- c) Restrições operativas (específicas de usinas hidráulicas ou reservatórios equivalentes e térmicas, além de limites de intercâmbio);
- d) Função de custo futuro (FCF).

A função objetivo (4) consiste na minimização do custo total de operação, representado pelo custo das usinas termelétricas e eventuais penalizações por cortes no fornecimento de energia. Como o

XIV SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING

SEPTEMBER 30TH THRU OCTOBER 3RD OF 2018 / RECIFE / PE / BRASIL

problema tem natureza estocástica, este é dividido em vários subproblemas, tantos quantos forem os estágios considerados no horizonte de estudo.

Os modelos utilizados para o planejamento da operação no médio prazo utilizam a agregação das usinas em reservatórios equivalentes de energia com a finalidade de reduzir o esforço computacional exigido pelos algoritmos de otimização. Porém, para verificar se a política de operação obtida pelo modelo de decisão estratégica será viável, é necessário desagregar a solução obtida para os reservatórios equivalentes de energia em usinas individualizadas, ou seja, verificar se as usinas que compõem o reservatório equivalente serão capazes de atender ao montante de geração hidráulica determinado pelo modelo de decisão estratégica.

Há modelos adotados oficialmente no SIN para o planejamento da operação de curto prazo [24] e para o médio prazo [23], [25], [26]. O modelo oficial NEWAVE [23], [25] é baseado na Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para determinar a política de operação que minimize o custo esperado de operação com um horizonte de estudo que se estende até cinco anos à frente, com discretização mensal. As usinas são representadas de forma agregada em subsistemas de energia interligados por troncos de transmissão. Fornece uma FCF (Função de Custo Futuro) que é utilizada pelo modelo SUISHI-O [23], [26], no médio prazo, e pelo modelo DECOMP [24], no curto prazo. O modelo oficial SUISHI-O [23], [26] utiliza as funções de custos futuros obtidas pelo modelo NEWAVE [23], [25] e através de heurísticas realiza a simulação do reservatório equivalente de forma individualizada. Além disso, permite a realização do cálculo de garantia física (lastro comercial das usinas). O modelo oficial DECOMP [24] também utiliza a PDDE, mas com um horizonte de estudo reduzido para no máximo 12 meses, sendo que a discretização do primeiro mês é semanal, e dos estágios seguintes, é mensal. Neste horizonte de curto prazo, as características físicas das usinas e do sistema elétrico são mais detalhadas.

Foram desenvolvidos modelos análogos aos amplamente empregados NEWAVE e SUISHI-O [23], [25], [26] pelos Agentes do Mercado de Energia, no âmbito do projeto estratégico ANEEL no tema “Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico” [27]. Como foram devidamente testadas, estas ferramentas computacionais serão as utilizadas neste trabalho. O modelo MDDH [16], [20] utiliza a metodologia de Programação Dinâmica Estocástica conjuntamente ao algoritmo de fechos convexos (PDE-ConvexHULL) de uma forma computacionalmente eficiente (Fast-PDE-ConvexHULL) [28], [29]. A principal contribuição é apresentar uma nova metodologia para a representação da FCF no problema de programação linear na qual o tempo computacional se torne menos sensível ao número de hiperplanos obtidos pelo algoritmo de fechos convexos. O modelo MIUH [29] é baseado em Programação Não Linear utilizando-se as FCFs produzidas pelo modelo NEWAVE [23], [25] ou outro de decisão estratégica como, por exemplo, o modelo MDDH [16], [20]. O objetivo é calcular metas de geração para cada usina do sistema minimizando o custo imediato (geração térmica e custo de déficit de energia) e o custo futuro de operação.

4. Precificação Nodal e Múltiplos Cenários Hidrológicos

O procedimento proposto [30] consiste na determinação de tarifas finais de geração e carga via TUST [15], a partir de múltiplos cenários operativos de despacho, obtidos através da execução dos modelos energéticos MDDH e MIUH [16], [20] e [29]. O procedimento é aplicado ao Caso Brasil 2014, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. A representação da rede elétrica apresenta 6.808 barras, 9.413 circuitos, 1.449 elementos na transmissão e 680 usinas. A capacidade instalada é de 139.664 MW e a demanda contratada no horário de ponta é de 87.628 MW.

O fluxograma apresentado na Fig. 1 deixa evidente o acoplamento existente entre os modelos energéticos MDDH e MIUH [16], [20], [29] e elétrico TUST [15]. Os modelos energéticos são res-

XIV SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING
SEPTEMBER 30TH THRU OCTOBER 3RD OF 2018 / RECIFE / PE / BRASIL

ponsáveis pela geração de cenários de despachos para o modelo elétrico, que por sua vez se encarrega de calcular as tarifas de uso do sistema de transmissão. O primeiro passo consiste na escolha da decisão operativa obtida pelos modelos energéticos, e que será utilizada pelo modelo elétrico. Para cada ano e cada mês, são processados 75 cenários hidrológicos históricos. Foi considerado o intervalo compreendido entre 1931 e 2005, com segmentação em cenários em períodos sequenciais de 5 anos. Portanto, o modelo elétrico utiliza, para a condição de carga do mês de janeiro de 2014, 75 diferentes decisões operativas dos modelos energéticos, em função dos diferentes cenários hidrológicos. O mesmo ocorre para fevereiro de 2014, e assim por diante, até dezembro de 2015. Para cada cenário, tem-se um resultado de fluxo de potência, e, por consequência, um resultado de tarifação.

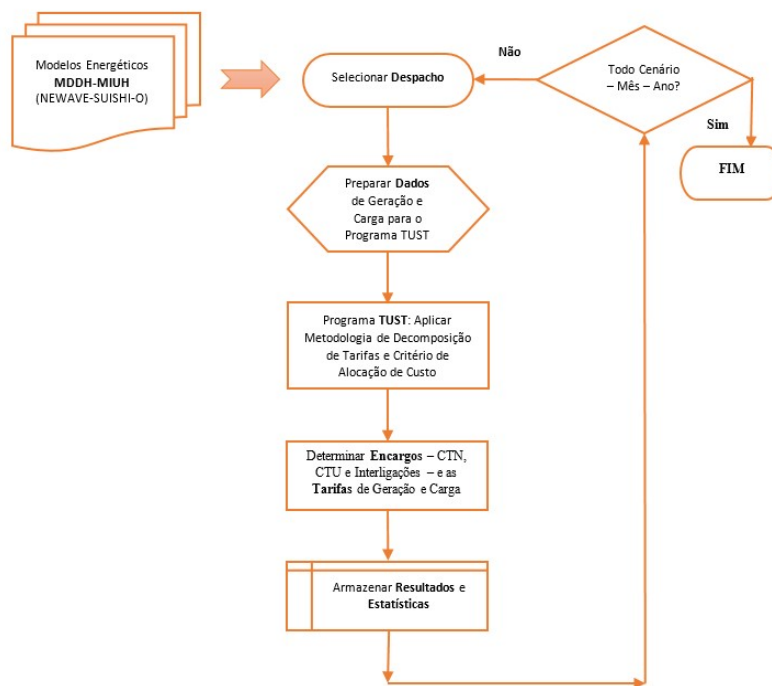


Fig. 1 – Fluxograma do Procedimento Proposto.

Muito embora o trabalho trate com um caso completo do sistema brasileiro, as execuções são extremamente rápidas, produzindo 1.800 (i.e., 75 cenários \times 2 anos \times 12 meses) tabelas contendo as tarifas e os encargos de transmissão para cada gerador e carga, e os valores médios percentuais de selo postal e sinal locacional. Como opções para os referidos cálculos destacam-se a consideração de perdas elétricas no fluxo de potência DC e o sinal locacional pleno. A eliminação de tarifas negativas na geração e na carga ocorre depois da alocação da parcela CTN, e o critério para alocação dos custos de transmissão é aquele em que os custos das interligações são rateados por selo. A Receita Anual Permitida (RAP = CTT) a ser rateada no Ciclo 2014-2015 na proporção 50-50% entre geradores e cargas é de R\$ 10,25 bilhões.

5. Caso Brasil: Resultados

O procedimento inovador para a tarifação do uso considerando múltiplos cenários hidrológicos contempla o cálculo de estatísticas para o conjunto de tarifas ou encargos nodais associados aos diferentes cenários hidrológicos. São assim determinados parâmetros como valor esperado (médio), variância e desvio padrão, além da função densidade de probabilidade (FDP) e função distribuição de probabilidade acumulada (FDA) para as tarifas ou os encargos de transmissão.

XIV SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING
SEPTEMBER 30TH THRU OCTOBER 3RD OF 2018 / RECIFE / PE / BRASIL

Tem-se, então, um conjunto de tarifas e encargos, considerando múltiplos cenários hidrológicos, que pode ser representado por meio de índices e distribuições de probabilidade. Os valores médios e as distribuições podem ser comparados com os valores determinísticos, que se referem ao método de cálculo convencional ora em vigor, apresentando, de imediato, vantagens como probabilidade de determinado valor de tarifa ou encargo pertencer a um intervalo específico e análise de risco do empreendimento ou do empreendedor. Entende-se por análise de risco o cálculo da probabilidade da tarifa ou encargo ser maior que determinado valor, definindo, assim, a máxima exposição financeira do empreendimento. Caso o empreendedor detenha diversos empreendimentos, quer sejam plantas de geração, em diversas localizações geográficas, este método também possibilita delimitar o risco assumido pelo proprietário em base anual. Trata-se, portanto, de importante ferramenta para a tomada de decisão, trazendo informações valiosas não disponíveis no método tradicional.

Em seguida, procede-se à análise probabilística para os encargos de transmissão finais e anuais para UTE TermoPernambuco (Nordeste) e UHE Marimbondo (Sudeste). A UTE TermoPernambuco, na Fig. 2, tem como valor mínimo de encargo de transmissão, em (1000 R\$/ano), zero, e máximo, 66.501, no conjunto de valores obtidos. Nota-se assim grande dispersão em torno da média, 33.424, o que significa que o despacho desta UTE é determinante nas condições de atendimento do submercado Nordeste, principalmente como complemento à contribuição das fontes hidrelétricas. Há grande probabilidade, 60%, de que o encargo se limite ao valor de 39.312. Esta informação é, portanto, de extrema relevância para a tomada de decisão pelo empreendedor na elaboração e aprovação da peça orçamentária.

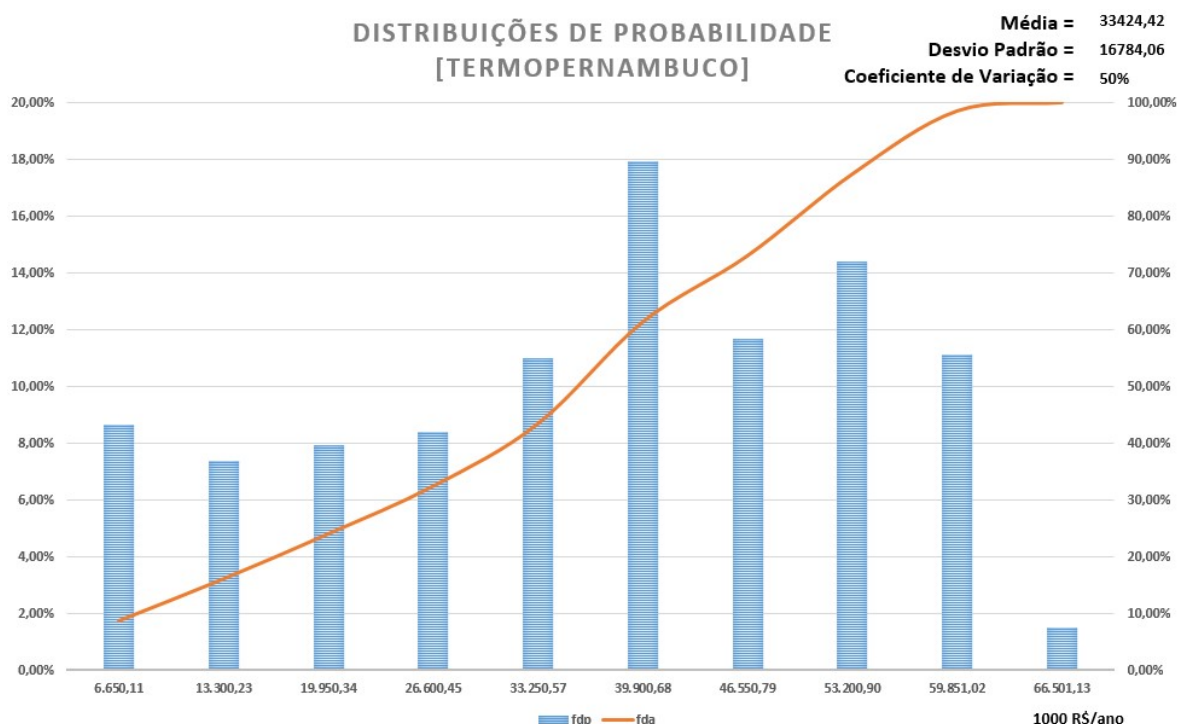


Fig. 2 – UTE TermoPernambuco.

A UHE Marimbondo, por sua vez, localizada no submercado Sudeste, que se apresenta com diferentes configurações de intercâmbio com submercados vizinhos, possui maior concentração de valores de encargos em torno da média, 22.155 (Fig. 3). A faixa de variação de valores vai de zero a 72.042, com 60% de probabilidade do encargo se situar abaixo de 23.821.

XIV SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING

SEPTEMBER 30TH THRU OCTOBER 3RD OF 2018 / RECIFE / PE / BRASIL

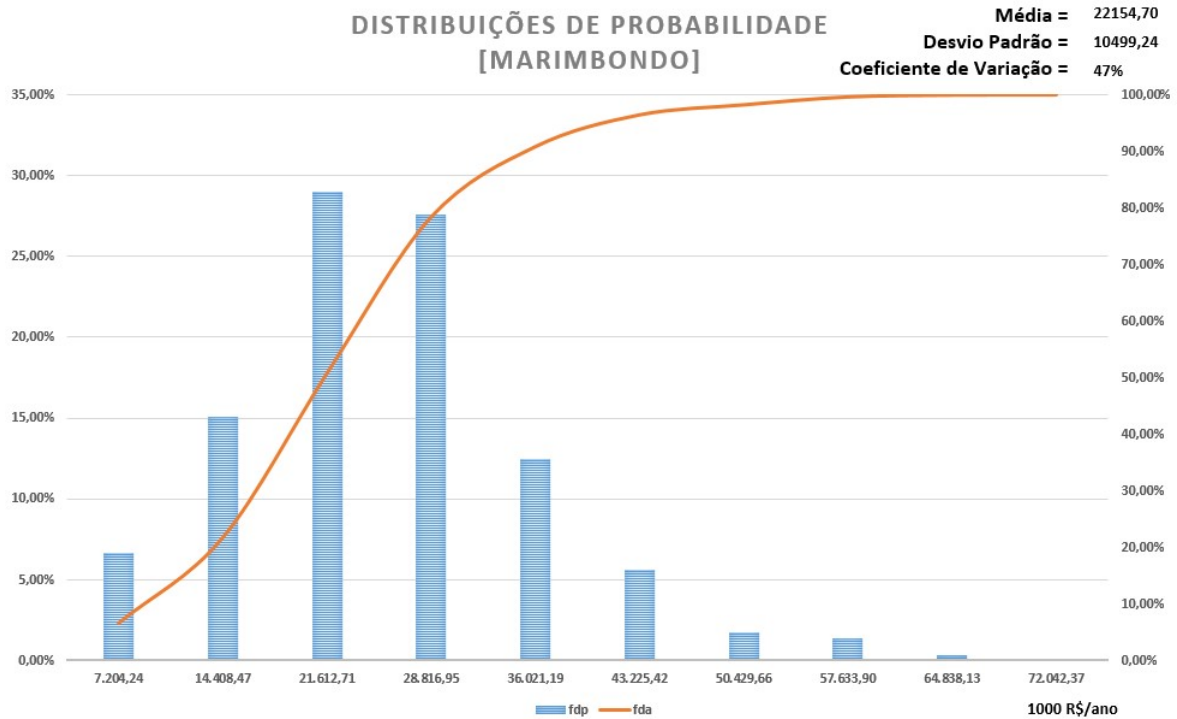


Fig. 3 – UHE Marimbondo.

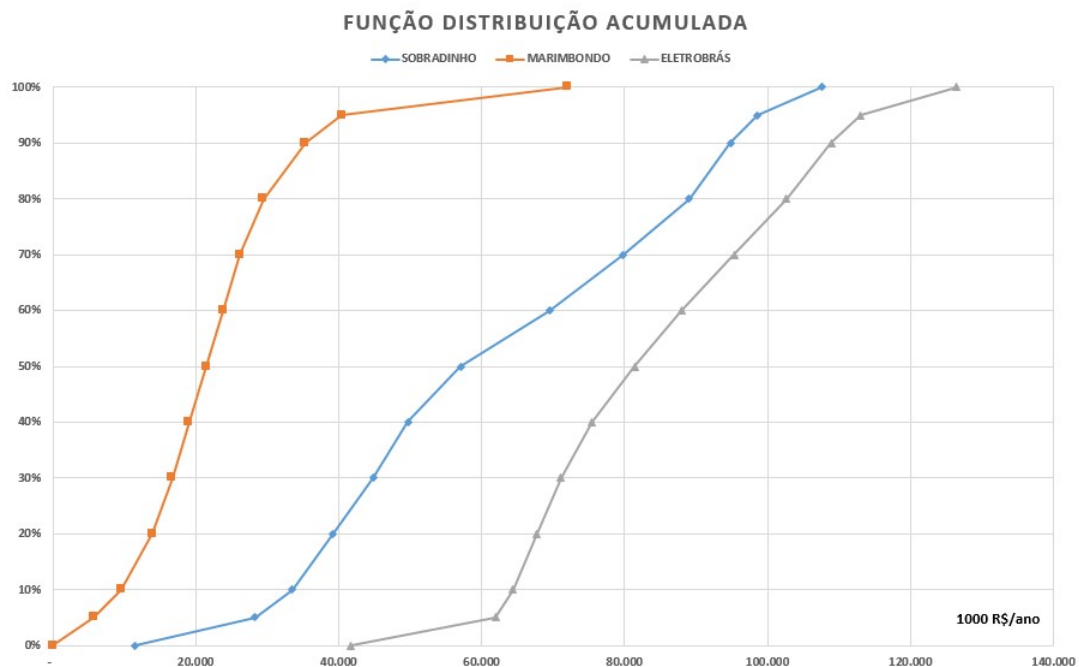


Fig. 4 – FDA para Sobradinho, Marimbondo e Eletrobrás.

As análises realizadas até então têm como foco o empreendimento de geração, hidro ou termelétrico. Porém, o procedimento proposto permite também avaliar riscos de portfólio para o empreendedor que detém diversos empreendimentos. O Caso Eletrobrás contempla para fins didáticos somente as UHEs Sobradinho e Marimbondo. As distribuições para Sobradinho e Marimbondo possuem perfis

XIV SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING**SEPTEMBER 30TH THRU OCTOBER 3RD OF 2018 / RECIFE / PE / BRASIL**

diferentes, e constata-se que o valor médio para a Eletrobrás é a soma dos valores médios para Sobradinho e Marimbondo. Porém, a soma dos valores máximos para Sobradinho e Marimbondo não coincide com o valor máximo para a Eletrobrás.

A Fig. 4 apresenta as funções de distribuição acumuladas (FDA) para Sobradinho, Marimbondo e Eletrobrás. Há grande probabilidade, 60%, de que os encargos de transmissão se limitem a 69.527 (Sobradinho, valor médio = 62.022), 23.821 (Marimbondo, valor médio = 22.155) e 87.918 (Eletrobrás, valor médio = 84.177). Os valores máximos podem atingir 107.539 (Sobradinho), 72.042 (Marimbondo) e 126.487 (Eletrobrás). Os valores mínimos são 11.522 (Sobradinho), zero (Marimbondo) e 41.709 (Eletrobrás). O que de fato importa para o empreendedor é o risco do portfólio, em vez de riscos associados a empreendimentos isolados, de modo a compor os limites orçamentários.

Importante mencionar que o sinal locacional verificado atingiu valor máximo da ordem de 37%, com valor médio em torno de 28%.

6. Conclusões

A consideração de múltiplos cenários hidrológicos na tarifação de uso do sistema de transmissão implementada neste trabalho apresentou resultados para o caso Brasil, ciclo tarifário 2014/2015, que variam coerentemente em função dos despachos operativos, e promovem claramente a intensificação do sinal locacional, onerando os agentes que mais utilizam o sistema de transmissão.

Os conceitos de análise probabilística foram aplicados às amostras de tarifas e encargos de transmissão. Ao final, diferentemente do que ocorre na tarifação da transmissão tradicional, em que se tem uma única tarifa associada a cada agente, para cada gerador e carga resultou uma amostra de 1.800 valores (de tarifas e encargos de transmissão).

O trabalho apresenta uma abordagem mensal para o cálculo das tarifas de transmissão, com variação mensal para a carga e a oferta. A proposta pode ser implementada com as regras vigentes, pelas quais as tarifas são reajustadas anualmente, adotando-se, e.g., o valor médio resultante da análise probabilística para um determinado ano em [R\$/kW.ano].

Trabalhos futuros devem tratar questões atinentes aos modelos horários para precificação e à influência da forte presença de fontes intermitentes.

BIBLIOGRAFIA

- [1] D. Shirmohammadi, P. R. Gribik, E. T. K. Law, J. H. Malinowki, R. E. O'Donnel, "Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions", IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 4, No. 4, pp. 1405–1413, Oct. 1989.
- [2] J. P. T. Saraiva, J. L. P. P. da Silva, M. T. Ponce de Leão, "Mercados de Electricidade – Regulação e Tarifação de Uso das Redes", FEUP, 2002.
- [3] M. Ilic, F. Galiana, L. Fink, Power Systems Restructuring: Engineering and Economics. Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [4] D.S. Kirschen, G. Strbac, "Fundamentals of Power System Economics", Chichester, U.K.: Wiley, 2004.
- [5] J.W. Bialek, "Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 3, pp. 1185–1193, Aug. 1997.
- [6] D. S. Kirschen, R. N. Allan, G. Strbac, "Contributions of Individual Generators to Loads and Flows", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, pp. 52–60, Feb. 1997.
- [7] J.W. Bialek, P.A. Kattuman, "Proportional Sharing Assumption in Tracing Methodology", IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 151, No. 4, pp. 526–532, Jul. 2004.
- [8] R.J. Aumann, L. S. Shapley, "Values of Non-atomic Games", Princeton University Press, NJ, USA, 1974.

XIV SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING**SEPTEMBER 30TH THRU OCTOBER 3RD OF 2018 / RECIFE / PE / BRASIL**

- [9] M.C. Caramanis, R.E. Bohn, F.C. Schweppe, “Optimal Spot Pricing: Practice and Theory”, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. 101, No. 9, pp. 3242–3245, Sept. 1982.
- [10] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução n° 281, Outubro de 1999.
- [11] J.G.C. Costa, A.M. Leite da Silva, L.H.L. Lima, Z.S.M. Júnior, C.R.R. Dornellas, J.C.O. Mello, A.C.R. Guimarães, R.A. Lima, “Tarifação do Uso da Transmissão no Brasil: Análise, Aprimoramento e Generalização da Metodologia Nodal”, XXI SNPTEE, Florianópolis – SC, Brasil, Outubro de 2011.
- [12] A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa, L.H.L. Lima, “A New Methodology for Cost Allocation of Transmission Systems in Interconnected Energy Markets”, IEEE Transactions on Power Systems, 2013.
- [13] L.H.L. Lima, “Tarifação da Transmissão Considerando Mercados Interligados e Múltiplos Cenários Operativos”, Tese de Doutorado, UNIFEI, Outubro de 2012.
- [14] PJM Report, “A Survey of Transmission Cost Allocation Issues, Methods and Practices”, March 2010, disponível em: www.pjm.com/documents/re-ports.aspx.
- [15] Programa TUST: Manual de Referência, “Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento ANEEL – Tema 3/2008: Metodologia para Alocação dos Custos do Sistema de Transmissão”, Relatório Final, 12/2011.
- [16] A.L.M. Marcato, “Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte”, Tese de Doutorado, PUC-Rio, 2002.
- [17] H.R. Souza, “Impacto da Representação da Rede Elétrica no Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas Elétricos de Potência”, Dissertação de Mestrado, UFJF, Fevereiro de 2014.
- [18] W.C. da Conceição, “Nova Metodologia para Representação da Vazão Mínima Obrigatória em Sistemas Equivalentes no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos”, Dissertação de Mestrado, UFJF, 08/2012.
- [19] R.O. Gomes, “Estudo do Impacto da Incorporação de Usinas Hidrelétricas a Fio D’Água no Sistema Interligado Nacional”, Dissertação de Mestrado, UFJF, Agosto de 2012.
- [20] R.B.S. Brandi, “Processo Iterativo de Construção da Função de Custo Futuro na Metodologia PDE - ConvexHull”, Dissertação de Mestrado, UFJF, Março de 2011.
- [21] T.P. Ramos, “Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas Baseado em Técnicas de Programação Não Linear Integrado com o Modelo de Decisão Estratégica”, Dissertação de Mestrado, UFJF, Março de 2011.
- [22] M.A.A. Ferreira, “Metodologia para o Rateio do Bloco Hidráulico no Planejamento Hidrotérmico de Médio Prazo”, Dissertação de Mestrado, UFJF, Agosto de 2010.
- [23] M.E.P. Maceira, L.A. Terry, F.S. Costa, J.M. Damásio, A.C.G. Melo, “Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and the Spot Price in the Brazilian System”, 14th PSCC, Seville, Spain, 2002.
- [24] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, Manual de Referência do Modelo DECOMP, 01/2018.
- [25] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, Manual de Referência do Modelo NEWAVE, 01/2012.
- [26] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, Manual de Referência do Modelo SUISHI-O, 04/2015.
- [27] ANEEL, Chamada no. 001/2008 Projeto Estratégico: “Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico”, 2ª ed., 2008.
- [28] B.H. Dias, “Programação Dinâmica Estocástica e Algoritmo de Fechos Convexos no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos”, Tese de Doutorado, PUC-Rio, 2010.
- [29] T.P. Ramos, “Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas Baseado em Técnicas de Programação Não Linear Integrado com o Modelo de Decisão Estratégica”, Dissertação de Mestrado, UFJF, Março de 2011.
- [30] C.R.R. Dornellas, “Precificação Nodal do Sistema de Transmissão Brasileiro Considerando Múltiplos Cenários Hidrológicos”, Tese de Doutorado, UNIFEI, Dezembro de 2017.

DADOS BIOGRÁFICOS

C.R.R. DORNELLAS é Doutor em Engenharia Elétrica pela UNIFEI, Gerente Executivo de Monitoramento, Gestão de Penalidades e Informações na CCEE e Secretário do Comitê de Estudos C5, Mercados e Regulação, no Cigré Brasil.

A.M. LEITE DA SILVA é Doutor em Engenharia Elétrica pelo UMIST (University of Manchester, UK), Professor Titular do Departamento de Engenharia Elétrica na PUC-Rio e IEEE Fellow.

J.G.C. COSTA é Doutor em Engenharia Elétrica pela UNIFEI, Professor Associado do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia e Membro do Grupo de Engenharia de Sistemas na UNIFEI.

Z.S. MACHADO JUNIOR é Doutor em Engenharia Elétrica pela COPPE-UFRJ, Professor Adjunto do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia e Coordenador do Grupo de Engenharia de Sistemas na UNIFEI e IEEE Member.

A.L.M. MARCATO é Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, Professor Associado do Departamento de Engenharia Elétrica na UFJF e IEEE Senior Member.

J.C.O. MELLO é Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, Presidente da Thymos Energia e Coordenador do Comitê de Estudos C5, Mercados e Regulação, no Cigré Brasil.