

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

PLANEJAMENTO DA OFERTA DE ENERGIA BASEADA EM PREÇOS MARGINAIS LOCALIZADOS

VITOR PEDRO GUAREZZI
AUTOR INDEPENDENTE

EVERTHON TAGHORI SICA
IFSC-FLORIANÓPOLIS

M. JUDITE M. S. FERREIRA
IPP-ISEP PORTO

RESUMO

Com uma crescente oferta de energia provinda de fontes renováveis, operar o Sistema Elétrico de Energia (SEE) vem se tornando uma atividade cada vez mais complexa. Planejar a oferta de energia corretamente gera benefícios que vão além do incremento da potência instalada. Neste sentido, este estudo busca avaliar a utilização dos Preços Marginais Localizados (*LMP*), como ferramenta para determinar a melhor localização para o acréscimo de uma nova unidade geradora. O planejamento da oferta através da alocação deste novo gerador é avaliado com base no congestionamento das linhas, tensão nos barramentos, bem como os próprios *LMPs*, de modo a considerar características operativas e econômicas.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da Oferta; Preços Marginais Localizados; Energias Renováveis.

1.0 INTRODUÇÃO

A demanda crescente por energia elétrica em conjunto com o atual interesse em fontes renováveis de energia, resulta em matrizes energéticas que se tornam cada vez mais diversificadas e complexas. Operar tais sistemas elétricos visando a otimização de custos torna-se, então, uma tarefa tão complicada quanto entendê-los por completo. É exatamente nisto que consiste a justificativa para a importância do planejamento como parte fundamental da operação de um Sistema Elétrico de Energia (SEE). A participação de fontes energias renováveis vem se tornando cada vez mais importante na composição da capacidade total instalada de geração de energia elétrica no Brasil. Dentre estas, destacam-se principalmente a ascensão das unidades geradoras de fontes solar e eólica. A FIGURA 1 ilustra a participação das fontes na capacidade total instalada no Brasil. (1) (2) (3) (4) (5)

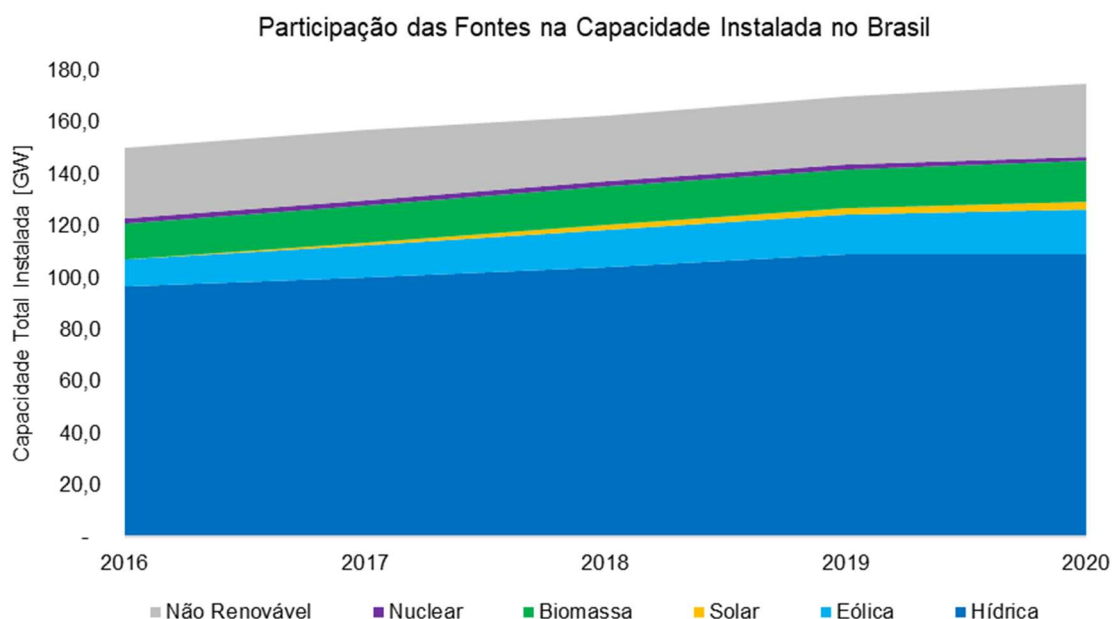


FIGURA 1 - Participação das Fontes na Capacidade Total Instalada no Brasil. (1) (2) (3) (4) (5)

Os Preços Marginais Localizados (*LMP – Local Marginal Prices*) representam o custo do incremento da carga em cada barramento, e são compostos por três componentes que englobam os custos marginais de produção de energia, perdas bem como o custo do congestionamento nas linhas de transmissão. (6) (7) (8)

A primeira parcela que compõe o *LMP* em um barramento i é a chamada componente de energia do *LMP* ($LMP_{i\text{ energia}}$), que corresponde ao custo incremental da produção de um MW a mais com as centrais envolvidas no problema econômico. Quando determinada, a componente de energia possui o mesmo valor para todos os barramentos do sistema. O *LMP* de congestionamento ($LMP_{i\text{ cong}}$) é tratado como o custo do congestionamento entre os barramentos i e o de referência. Já, a componente de perdas ($LMP_{i\text{ perdas}}$) refere-se ao custo das perdas, também medidas entre os barramentos i e o de referência. (9)

A composição do *LMP* em um barramento i (LMP_i) é apresentada na equação a seguir:

$$LMP_i = LMP_{i\text{ energia}} + LMP_{i\text{ cong}} + LMP_{i\text{ perdas}}$$

A gestão do congestionamento é muito importante para uma boa operação dos sistemas de transmissão, especialmente em ambientes competitivos. A alocação planejada de uma nova unidade geradora pode levar à redução do congestionamento nas linhas de transmissão e trazer mais benefícios ao sistema como um todo. (8) (10) (11)

Neste sentido, o objetivo deste estudo é avaliar a utilização dos Preços Marginais cada barramento de um SEE como ferramenta para determinar a melhor localização para o acréscimo de uma nova unidade geradora. O planejamento da oferta através da alocação deste novo gerador é avaliado tendo como base o congestionamento das linhas de transmissão, a tensão nos barramentos do SEE, bem como os próprios LMPs, como forma de abranger características operativas e econômicas.

2.0 METODOLOGIA

A metodologia proposta tem como objeto de estudo o SEE de 9 barramentos apresentado na FIGURA 2, cuja operação é analisada em diferentes situações. As técnicas clássicas de despacho econômico da produção, que visam a minimização dos custos produção, são utilizadas em conjunto com o cálculo do fluxo de potência para determinar as condições de operação do modelo estudado em diferentes situações. Para tanto, calcula-se então o *LMP* para todos os barramentos do sistema, e então será feita a alocação de um novo gerador, de menor custo de produção. São consideradas duas opções para a alocação da nova unidade geradora.

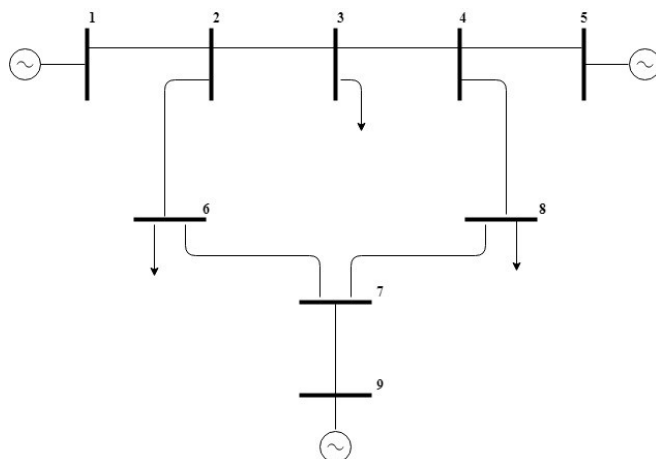


FIGURA 2 - Sistema Elétrico de Energia de 9 barras.

Em uma das opções o novo gerador é conectado ao barramento de menor *LMP* e o sistema é novamente simulado, utilizando o despacho econômico, fluxo de potências e recalculando os *LMPs* dos barramentos. O mesmo é feito considerando a nova unidade geradora sendo ligada ao barramento de maior *LMP*. A escolha pelos barramentos de *LMP* máximo e mínimo é realizada com o objetivo de amplificar as diferenças nos impactos estudados.

O primeiro passo consiste em definir o despacho econômico das unidades geradores do sistema com base em suas respectivas funções de custo de produção, bem como levando em conta o balanço de cargas e os limites operativos de cada gerador. Em que, o custo, C_i , de uma central, i , em função da sua potência, P_{Gi} , definido por uma função quadrática onde a_i, b_i, c_i correspondem aos coeficientes de custo do gerador i . Conforme a equação:

$$C_i(P_{Gi}) = a_i \times (P_{Gi})^2 + b_i \times (P_{Gi}) + c_i \quad i \in G$$

Depois, conforme FIGURA 3, calcula-se o fluxo de potência no sistema de forma a determinar os carregamentos das linhas de transmissão e a tensão de cada barramento. Com essas informações obtém-se as matrizes *GSDF* (*Generalized Shift Distribution Factors*) e *GGDF* (*Generalized Generation Distribution Factors*). (12) (13)

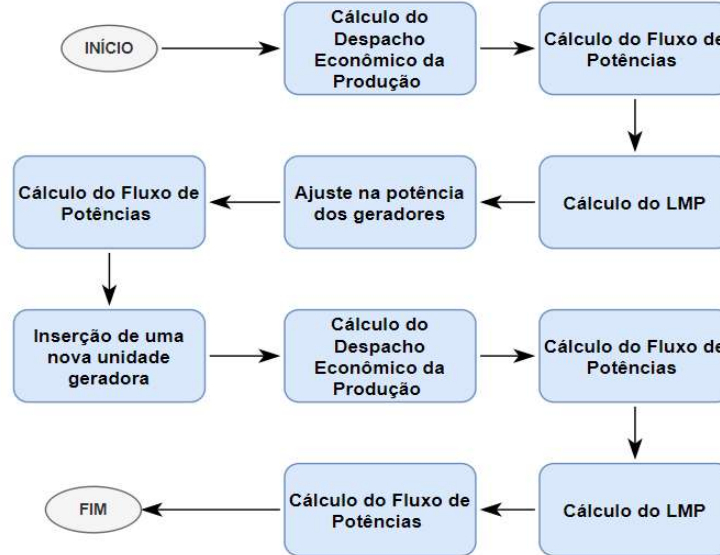


FIGURA 3 - Esquema da Metodologia de Estudo.

Recalcula-se, então, o despacho econômico, porém incluindo-se os limites das linhas de transmissão como uma restrição. Este cálculo pode resultar em uma nova configuração de produção nos geradores, além de nos fornecer duas componentes para o cálculo do Preço Marginal Localizado (*LMP*) de cada barramento: componente de energia e de congestionamento. (13)

$$\min \sum_i C_i(P_{Gi})$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^N P_{Gi} = \sum_{i=1}^M P_{Di}$$

$$Fl_{min} \leq Fl \leq Fl_{máx}$$

$$P_{Gi,min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi,máx}$$

Sendo $Fl = \sum_i A_{i,l}(P_{Gi} - P_{Di})$, em que C_i é o custo, de uma central, i , em função da sua potência gerada, P_{Gi} ; P_{Di} corresponde à potência demandada no barramento i ; e Fl o fluxo de potência na linha l , com Fl_{min} e $Fl_{máx}$ os limites mínimo e máximo para Fl ; e os coeficientes $A_{i,l}$ correspondem à sensibilidade do fluxo de potência na linha l devido a potência injetada no barramento i .

Após a resolução deste problema de despacho econômico, são obtidos os coeficientes associados às restrições de igualdade (λ) e desigualdade (μ), os quais são a base para o cálculo das componentes dos *LMP*. (9)

$$\rho_i = \lambda - \sum_l \mu_l \cdot A_{i,l}$$

$$\rho_i = LMP_{ienergia} + LMP_{icongest}$$

Em que ρ_i é o preço marginal local do barramento i , não considerando a componente de perdas.

A componente de congestionamento de cada linha de transmissão foi definida como sendo a de maior magnitude independentemente do sentido do fluxo. Com isso, um novo fluxo de potências é calculado a partir da nova configuração da produção e os fatores $GGDF$ e $GSDF$ são recalculados.

A componente de perdas do LMP para todos os barramentos é obtida de acordo o seguinte equacionamento. (9)

$$LMP_{iperdas} = (DF_i - 1) \cdot LMP_{ienergia}$$

$$DF_i = \left(1 - \frac{\partial P_{perdas}}{\partial P_{Gi}} \right)$$

$$LMP_{iperdas} = - \frac{\partial P_{perdas}}{\partial P_{Gi}} \cdot LMP_{ienergia}$$

Onde DF_i é o chamado fator de distribuição de perdas do barramento i relativo ao nó ou barramento de referência.

Na próxima etapa, tem-se a inserção de uma nova unidade geradora (com custo inferior às demais) nos barramentos de maior e menor LMP e o processo é repetido de forma a verificar os impactos da conexão da nova unidade geradora.

3.0 CASOS DE ESTUDO

Foram implementados cinco situações: o Caso Base, Caso 1, Caso 2, Caso 3 e Caso 4. O Caso Base não considera as perdas e o congestionamento. O Caso 1 considera as perdas, já o Caso 2 se diferencia ao elevar o patamar das cargas. O Caso 3, por sua vez, considera as perdas e o congestionamento, sendo o patamar de carga referente ao Caso Base. E, o Caso 4 considera uma redução no limite de transmissão.

3.1 Caso Base

O caso base considera apenas a parcela de energia que compõe o LMP , desprezando as parcelas de perdas e congestionamento. Os limites de operação das linhas de transmissão foram definidos como muito elevados, de modo a não ocasionar congestionamento no sistema.

Como o LMP é composto somente pela componente de energia, este assume o mesmo valor para todas as barras do sistema, não havendo maior ou menor LMP . Neste caso, o cálculo do LMP não depende da localização da nova unidade geradora, mas somente de sua função custo. Os valores de LMP para o caso base são apresentados na FIGURA 4 (a), podendo ser observado antes e depois da adição do novo gerador.

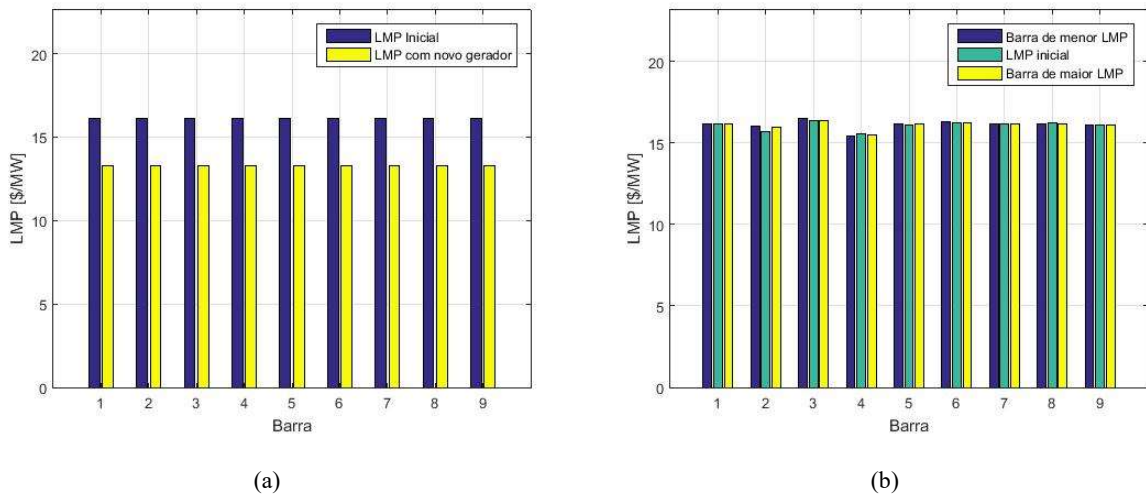


FIGURA 4 – (a) LMP para o Caso Base e (b) LMP para o Caso 1.

3.2 Caso 1

A diferença entre o caso 1 e o caso base consiste na consideração da componente de perdas durante o cálculo do LMP . Por conta disso, diferentes valores de LMP são obtidos nos barramentos do sistema. Este caso não apresenta

componente de congestionamento devido ao fato de que ainda estão sendo considerados limites operativos muito altos para as linhas de transmissão.

A FIGURA 4 (b) mostra o valor de *LMP* para o caso 1 em três situações distintas: antes da adição da nova unidade geradora, e após a locação desta nos barramentos de maior e menor *LMP*. Os resultados da simulação de fluxo de potência são apresentados na TABELA 1 (a), juntamente com sua variação após a instalação do novo gerador (NG). Para as mesmas situações, a TABELA 1 (b) mostra os valores de tensão nos barramentos do sistema.

TABELA 1 – (a) Fluxo de Potência para o Caso 1 e (b) Tensão para o Caso 1.

(a)					(b)			
Barra De	Barra Para	Fluxo Inicial [MW]	NG Menor LMP	NG Maior LMP	Nº Barra	Tensão Inicial [pu]	NG Menor LMP	NG Maior LMP
1	2	109,7	-100,0%	-100,0%	1	1,040	1,020	1,043
3	2	-29,4	74,6%	124,2%	2	1,039	1,019	1,042
2	6	80,1	-35,9%	-18,2%	3	1,029	1,011	1,040
4	3	123,0	69,2%	-4,0%	4	1,042	1,040	1,046
4	5	-224,5	7,2%	4,6%	5	1,040	1,040	1,040
4	8	101,5	30,6%	15,1%	6	1,021	1,012	1,024
6	7	-96,9	28,8%	14,4%	7	1,032	1,026	1,033
7	8	27,3	-95,6%	-52,3%	8	1,021	1,012	1,021
7	9	-124,9	0,0%	0,0%	9	1,040	1,040	1,040
Perdas [MW]		9,7	16,3	10,5	Média	1,034	1,024	1,037

3.3 Caso 2

No caso 2 também é considerada apenas a componente de energia e perda do *LMP*. A diferença para o caso 1 fica por conta da elevação dos valores de todas as cargas do sistema, ocasionando um aumento das perdas e também dos preços marginais. Os resultados são apresentados na TABELA 2 e FIGURA 5 (a).

TABELA 2 – (a) Fluxo de Potência para o Caso 2 e (b) Tensão para o Caso 2.

(a)					(b)			
Barra De	Barra Para	Fluxo Inicial [MW]	NG Menor LMP	NG Maior LMP	Nº Barra	Tensão Inicial [pu]	NG Menor LMP	NG Maior LMP
1	2	396,9	-26,0%	-30,0%	1	1,050	1,050	1,050
3	2	-161,9	-1,3%	-34,2%	2	0,999	1,030	1,034
2	6	230,7	0,0%	-26,6%	3	0,990	1,013	1,025
4	3	58,7	3,5%	97,0%	4	1,013	1,026	1,046
4	5	-269,3	0,0%	0,0%	5	1,050	1,050	1,050
4	8	210,6	-1,0%	-27,0%	6	0,934	0,967	1,000
6	7	-36,7	-2,8%	143,1%	7	0,961	0,991	1,023
7	8	87,9	1,2%	-60,2%	8	0,928	0,954	1,030
7	9	-124,8	0,0%	0,0%	9	1,000	1,030	1,030
Perdas [MW]		41,9	38,7	22,7	Média	0,992	1,012	1,032

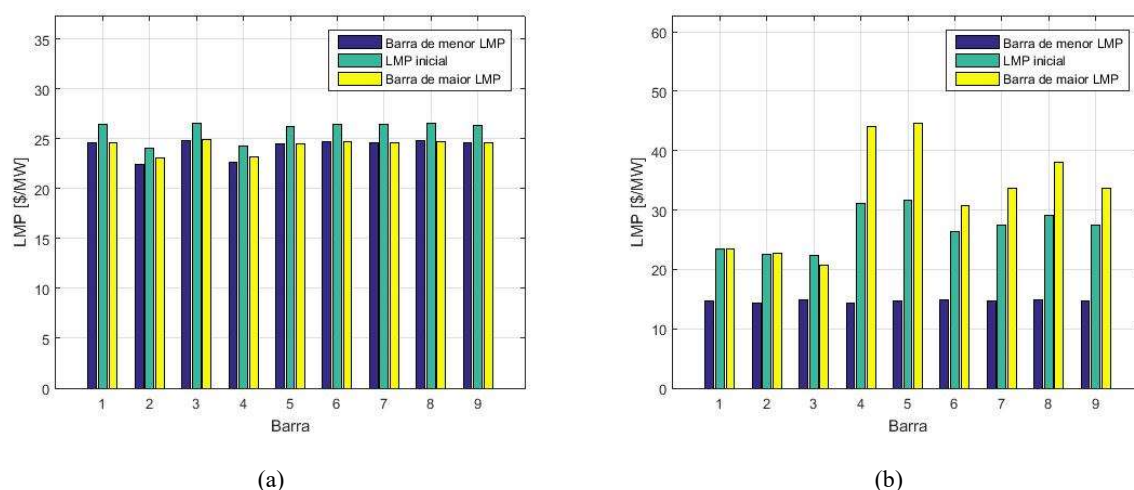


FIGURA 5 – (a) LMP para o Caso 2 e (b) LMP para o Caso 3.

3.4 Caso 3

Para o caso 3, as cargas do sistema voltam ao patamar inicial (caso base) e a componente de perdas é considerada no cálculo do *LMP*, bem como a componente de congestionamento. A parcela de congestionamento é resultado da inserção de uma restrição no fluxo de potência ativa na linha que interliga os barramentos 3-4, limitando-se o trânsito de potência em 60 MW. Inicialmente o barramento de maior *LMP* é o de número 5, porém como este barramento já possui uma unidade geradora, optou-se por estudar a adição da nova unidade geradora nos barramentos número 4 (segundo maior *LMP*) e 3 (menor *LMP*). Os valores de *LMP* para o caso 3 são apresentados na FIGURA 5 (b) antes e depois da adição da nova unidade geradora. Na TABELA 3 é possível observar os resultados relativos ao fluxo de potências, perdas e tensão para o caso estudado.

TABELA 3 – (a) Fluxo de Potência para o Caso 3 e (b) Tensão para o Caso 3.

(a)					(b)			
Barra De	Barra Para	Fluxo Inicial [MW]	NG Menor LMP	NG Maior LMP	Nº Barra	Tensão Inicial [pu]	NG Menor LMP	NG Maior LMP
1	2	194,2	-45,0%	-0,1%	1	1,040	1,040	1,040
3	2	-91,1	-85,2%	-0,3%	2	1,040	1,043	1,039
2	6	102,0	-8,7%	0,0%	3	1,033	1,040	1,031
4	3	59,5	-38,3%	0,4%	4	1,043	1,045	1,040
4	5	-138,7	-10,0%	-64,0%	5	1,040	1,040	1,040
4	8	79,2	11,2%	0,0%	6	1,021	1,023	1,020
6	7	-76,1	11,0%	0,0%	7	1,033	1,034	1,032
7	8	48,3	-17,5%	0,0%	8	1,025	1,025	1,023
7	9	-124,9	0,0%	0,0%	9	1,040	1,040	1,040
Perdas [MW]		8,1	6,7	7,9	Média	1,035	1,037	1,034

3.5 Caso 4

O caso 4 considera duas linhas com redução no limite de transmissão. A linha 3-4 continua com limite de 60 MW de fluxo de potência ativa, enquanto a linha 6-7 teve seu limite ajustado para 50 MW no máximo. Os valores calculados de *LMP* para o caso são apresentados pela FIGURA 6 e os demais resultados na TABELA 4.

TABELA 4 – (a) Fluxo de Potência para o Caso 4 e (b) Tensão para o Caso 4.

(a)					(b)			
Barra De	Barra Para	Fluxo Inicial [MW]	NG Menor LMP	NG Maior LMP	Nº Barra	Tensão Inicial [pu]	NG Menor LMP	NG Maior LMP
1	2	223,4	-43,9%	5,5%	1	1,040	1,040	1,040
3	2	-91,5	1,4%	13,9%	2	1,037	1,040	1,040

2	6	130,7	0,8%	-0,5%
4	3	59,1	-2,1%	-21,8%
4	5	-162,9	-0,8%	-13,6%
4	8	103,8	-0,1%	-8,9%
6	7	-49,4	-2,0%	1,2%
7	8	25,2	0,2%	34,4%
7	9	-74,8	-1,3%	-73,3%
Perdas [MW]		11,4	11,1	10,7

3	1,031	1,033	1,034
4	1,042	1,042	1,044
5	1,040	1,040	1,040
6	1,014	1,016	1,023
7	1,029	1,029	1,040
8	1,018	1,019	1,028
9	1,040	1,040	1,040
Média	1,032	1,033	1,037

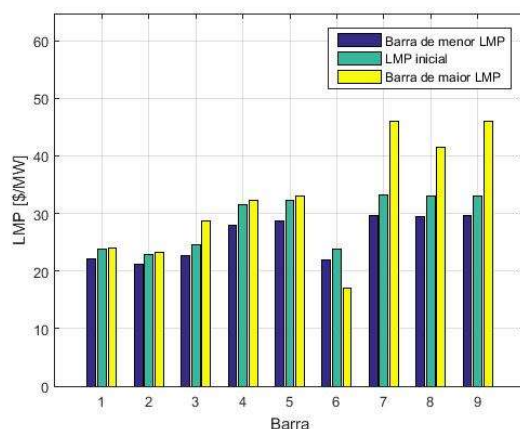


FIGURA 6 - LMP para o Caso 4.

3.6 Análise dos Resultados

Os casos de estudos foram determinados de modo facilitar a percepção das diferentes componentes do *LMP* em seu cálculo. O caso base considerou-se somente a componente de energia, enquanto que nos casos 1 e 2 foi acrescentada a componente de perdas. A parcela de congestionamento do *LMP* foi observada nos casos 3 e 4, com a inserção de restrições em uma e duas linhas de transmissão respectivamente.

Para o caso 1 a adição da nova unidade geradora ocasionou um aumento das perdas no sistema em ambas as situações estudadas (barramento de maior e menor *LMP*). A tensão média do sistema sofreu redução quando a escolha é feita pelo barramento de menor *LMP* e um leve aumento quando o novo gerador é conectado ao barramento de maior *LMP*. Os preços marginais nos barramentos sofreram pouca alteração neste caso de estudo.

Apesar de o caso 2, assim como o caso anterior, considerar somente a componente de energia e perdas no cálculo dos *LMP*, as perdas sofreram redução com a conexão de mais um gerador no sistema em ambas as situações de estudo, sendo mais significativa quando a escolha é feita pelo barramento de maior *LMP*. Independente de qual barramento foi escolhido, foi verificado aumento da tensão e redução dos valores de *LMP*.

No caso 3, com o *LMP* sendo composto por suas três parcelas (energia, perdas e congestionamento), houve redução das perdas, sendo mais significativa quando se utiliza o barramento de menor *LMP*. A tensão sofreu pouquíssima variação com a conexão do novo gerador. O *LMP* de todos os barramentos sofreu redução quando se optou pela barra de menor *LMP*, o que não foi percebido quando o barramento de maior *LMP* foi utilizado, sendo perceptível o aumento do custo na maioria dos barramentos.

O caso 4 retrata um cenário em que duas linhas de transmissão estão congestionadas. O resultado foi semelhante ao caso anterior, onde a adição do novo gerador proporcionou uma redução nas perdas em ambas as situações, a tensão variou pouco e a escolha pelo barramento de menor *LMP* se mostrou mais eficiente no combate ao custo marginal localizado.

4.0 CONCLUSÃO

Através da análise dos casos de estudo é possível afirmar que o *LMP* pode ser utilizado para o planejamento da oferta de energia em um SEE. Em geral, quando uma nova unidade geradora de menor custo é conectada ao barramento de menor *LMP* o custo de produção do SEE é reduzido. Por outro lado, isso não é observado quando a escolha é feita pelo barramento de maior preço marginal, apesar desse comportamento não ter sido observado nos casos 1 e 2.

Os valores de *LMP* se mostram como um bom indicador no planejamento da oferta, principalmente no combate ao congestionamento das linhas de transmissão. Nos casos 3 e 4, o valor do *LMP* foi reduzido devido a diminuição das componentes de congestionamento. Com exceção do caso 1, nos demais casos de estudo as perdas foram reduzidas com a conexão de um novo gerador, especialmente através do alívio no carregamento das linhas de transmissão. Quanto ao impacto do incremento de uma unidade geradora sobre a tensão do SEE, os casos de estudo não foram conclusivos, apesar de apontarem para uma elevação da tensão média do SEE.

Na prática, o planejamento geográfico da oferta de energia com base nos *LMP* pode ser considerado um recurso interessante no sentido de proporcionar o alívio do carregamento das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) e consequentemente diminuindo as perdas técnicas. A metodologia de planejamento proposta se mostrou uma ferramenta com possibilidade de reduzir o custo marginal da produção de energia nos casos analisados quando aliado à fontes de energia primária de baixo custo de produção, como é o caso da solar e eólica, duas fontes de energia renováveis que tem crescido em importância na composição da capacidade total instalada de geração de energia elétrica no Brasil.

Embora a conexão de uma nova unidade geradora junto ao barramento de menor *LMP* ter se mostrado eficiente no combate às perdas e ao congestionamento, se faz necessário uma análise mais completa das características operativas. Aspectos singulares das fontes primárias, como por exemplo a intermitência da presença de ventos para usinas eólicas e irradiação solar para usinas fotovoltaicas, não são considerados em uma modelagem de despacho econômico.

5.0 REFERÊNCIAS

- (1) Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Balanço Energético Nacional 2017 (BEN – 2017): Ano base 2016. Rio de Janeiro: EPE, 2017.
- (2) Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Balanço Energético Nacional 2018 (BEN – 2018): Ano base 2017. Rio de Janeiro: EPE, 2018.
- (3) Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Balanço Energético Nacional 2019 (BEN – 2019): Ano base 2018. Rio de Janeiro: EPE, 2019.
- (4) Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Balanço Energético Nacional 2020 (BEN – 2020): Ano base 2019. Rio de Janeiro: EPE, 2020.
- (5) Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Balanço Energético Nacional 2021 (BEN – 2021): Ano base 2020. Rio de Janeiro: EPE, 2021.
- (6) ALBADI, M. H., EL-RAYANI, Y. M. e AL-RIYAMI, H. A. Effect of Large Solar Power Plant on Locational Marginal Prices in Oman; IEEE 30th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE), 2017.
- (7) JAIN, R. e MAHAJAN, V. Computation of Locational Marginal Price in power market in different load and system conditions; 14th IEEE India Council International Conference (INDICON), 2017.
- (8) GUGULOTH, R. e KUMAR, T. K. S. LMP Calculation and OPF Based Congestion Management in Deregulated Power Systems; ELEKTRO, pp. 299-304, 2016.
- (9) FERREIRA, J. Tarificação da Transmissão e Gestão do Congestionamento em Sistemas Eléctricos Liberalizados, Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro: Tese de Doutorado, 2007.
- (10) SKARIAH, E. N., THOMAS, P. e MANIKUTTAN, V. Impact of DG on Locational Marginal Price Under Multi Constrained Environment; International Conference on Innovations in Power and Advanced Computing Technologies [i-PACT2017], 2017.
- (11) FERREIRA, J., VALE, Z., SOUSA, T., CANIZES, B. e PUGA, R. Transmission costs allocation based on optimal re-dispatch; 8th International Conference on the European Energy Market (EEM), Zagreb, pp. 473-478, 2011.
- (12) FERREIRA, J., RAMOS, S., VALE, Z. e SOARES, J. A Data-Mining-Based Methodology for Transmission Expansion Planning; IEEE Intelligent Systems, vol. 26, pp. 28-37, 2011.
- (13) FERREIRA, J., VALE, Z. e PUGA, R. Nodal price simulation in competitive electricity markets; 6th International Conference on the European Energy Market, Leuven, pp. 1-6, 2009.

DADOS BIOGRÁFICOS



VITOR PEDRO GUAREZZI

Engenheiro Eletricista pelo IFSC-Florianópolis/Brasil
(2014-2020)

Mestre Eng. Eletrotécnica Sistemas Elétricos de Energia pelo ISEP-Porto/Portugal.
(2018-2020)

Araxá Engenharia – Florianópolis/Brasil.

(2) EVERTHON TAGHORI SICA

Graduado em Engenharia Industrial Elétrica pela UTFPR; Doutor em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, pela UFSC. Professor do Instituto Federal de Santa Catarina lecionando para os cursos de Engenharia Elétrica e Tecnologia de Sistemas de Energia. Coordenador do Laboratório de Planejamento Integrado de Recursos Energéticos e atuando em modelagem e simulação de sistemas de suporte à decisão multicritério e otimização multiobjetivos aplicados nas áreas de Recursos Energéticos Distribuídos, de Recurso Hídricos, de Confiabilidade de Sistemas, de Teoria Econômica aplicada do Setor Elétrico e de Economia e Regulação dos Recursos Naturais e do Meio Ambiente.

(3) MARIA JUDITE MADUREIRA DA SILVA FERREIRA

Doutoramento em Engenharia Eletrotécnica pela Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro (UTAD).
Professora no ISEP-IPP em Porto/Portugal.