



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

Avaliação dos incentivos das fontes renováveis nos custos de transmissão

DELBERIS ARAUJO LIMA*(1); DANIEL DANTAS BARRETO(1); GUILHERME ARMANDO DE ALMEIDA PEREIRA(2);

PUC-Rio(1); FGV Energia(2);

RESUMO

Neste trabalho foi realizada uma análise detalhada do método Nodal para cálculo de tarifas de uso da transmissão. As análises consideram o despacho de potência e o sinal locacional emitido pelo método. O sistema IEEE 24-barras foi utilizado para avaliar o sinal locacional e os dados do PDE 2026 para avaliar o despacho de potência. Especificamente, o método Nodal foi comparado a outros métodos de tarifação de uso da transmissão e foram realizadas simulações para o cálculo da tarifa Nodal com e sem os descontos para as fontes renováveis. A partir dos resultados obtidos, foi possível observar que, apesar do método apresentar bom desempenho comparado a outros métodos na literatura, houve uma distorção no sinal locacional em função do despacho de potência utilizado e uma amplificação desta distorção quando se considera os descontos oferecidos às fontes renováveis de energia, em especial as eólicas localizadas no Nordeste do país.

PALAVRAS-CHAVE

Tarifação pelo uso da transmissão, Método Nodal, despacho de potência, perdas elétricas e congestionamento da transmissão.

1.0 - INTRODUÇÃO

Nos últimos anos as fontes de energia renovável têm apresentado um expressivo crescimento no mundo, sendo a energia eólica uma importante representante neste segmento. Seguindo a tendência mundial, no Brasil esta fonte já representa 8,2% da matriz elétrica, com um crescimento de 18,8% em 2017, de acordo com a ABEEólica (Associação Brasileira de Energia Eólica)(1).

Um dos mecanismos que impulsionou o crescimento desta fonte no país foi o desconto aplicado às tarifas de uso da transmissão. De acordo com a Resolução Normativa nº 77/04 (2), algumas fontes de geração de energia dentro da categoria incentivada têm descontos de 50% ou 100% aplicado às tarifas de transporte de energia, tanto para produção como para o consumo da energia comercializada, o que resulta em grande vantagem competitiva.

Estes incentivos, associados a disponibilidade do vento em regiões afastadas dos grandes centros de consumo, induziram a uma forte expansão da fonte no Nordeste do país. Sob a ótica do empreendedor, essa composição vem sendo bastante vantajosa, com reflexos nos preços de geração eólicas cada vez menores. Contudo, os custos de geração não são os únicos arcados pela sociedade na realidade. Na prática, os custos de geração correspondem apenas a uma parcela dos custos globais do sistema, que incluem, entre outros, os custos de expansão do sistema de transmissão e reforço das linhas, as perdas técnicas, custos relacionados à segurança elétrica tais como os custos de reserva girante e equilíbrio de inércia, custos ambientais, etc. A totalidade desses custos, no final das contas, é rateada por todos. Dessa forma, do ponto de vista sistêmico, algumas reflexões precisam ser realizadas. Portanto, a avaliação de novos investimentos em áreas com maior densidade de consumo é importante na busca de maior sustentabilidade para esta fonte.

A importância das análises mencionadas pode ser observada a luz do impacto nos custos da transmissão. Para ilustrar, de acordo com a ANEEL, a Receita Anual Permitida (RAP) para a transmissão, que é o custo anual a ser pago pelo uso do sistema elétrico, considerando o biênio 2018-2019, é da ordem de R\$ 24 bilhões(4). Já as perdas elétricas na transmissão, que devem ser pagas pelos geradores e cargas que usam o sistema elétrico, podem variar de 2% a 4% da energia gerada, e são alocadas nesta proporção para geradores e cargas, o que resulta em um forte impacto no fluxo de caixa das empresas. Portanto, a análise dos indicadores de uso da transmissão e perdas elétricas permite observar o impacto (positivo ou negativo) de novos investimentos em

(*) Rua Marquês de São Vicente, Gávea, n° 225 – CEP 22451-900, Rio de Janeiro, RJ – Brasil, Tel: (+55) 3527-1222 – Email: delberis@ele.puc-rio.br

geração no sistema. Estes resultados devem se refletir na tarifação de uso da transmissão, que define qual o custo pelo uso da transmissão alocado para cada agente.

Este trabalho apresenta uma análise qualitativa e quantitativa do método Nodal(3), usado para alocar tarifas de transmissão no Brasil. Para tanto, primeiramente o método Nodal é comparado a outros métodos representativos na literatura e, em seguida, o despacho utilizado pelo método para gerar as tarifas é analisado para o SIN (Sistema Interligado Nacional). Finalmente, verifica-se o efeito dos subsídios aplicado às tarifas existentes. Os métodos considerados para a análise qualitativa são o método Pro-Rata, revisado em(4)-(5), Divisão Proporcional (6)-(7) e Zbus(8). Para a análise quantitativa, serão considerados os dados do PDE (Plano Decenal de Expansão) 2026(9).

2.0 - ESTUDO DE CASOS

2.1 Análise qualitativa do método Nodal

As tarifas de uso da transmissão buscam remunerar o custo anualizado do sistema elétrico. No Brasil, o método Nodal é utilizado para alocação desta tarifa para geradores e cargas. Basicamente, esta tarifa pode ser dividida em duas: locacional e selo postal. A tarifa locacional é calculada com base na contribuição de cada gerador e carga pelo uso da transmissão a partir de um despacho fictício de fluxo de potência, que busca intensificar o sinal locacional na atribuição dos custos do sistema. Já a tarifa selo é utilizada para recuperar o custo remanescente da transmissão, que não é obtido pela tarifa locacional.

Historicamente, os custos recuperados pela parcela locacional no Brasil representam 20% do custo total do sistema de transmissão, enquanto a parcela selo recupera 80% do total. Nesta subseção o método Nodal será analisado com o método Pro-Rata, Proporcional Sharing (PS) e Zbus, que foram adaptados para prover uma tarifa locacional e selo, tornando-os comparáveis entre si.

A adaptação foi feita a partir da decomposição do fluxo de potência nas linhas de transmissão de cada método para identificar seu efeito na parcela locacional. Assim, a parcela selo é calculada da mesma forma que no método Nodal, ou seja, buscando recuperar o custo total não recuperado pela parcela locacional.

Para comparar os métodos de tarifação de uso da transmissão foi utilizado o sistema IEEE RTS 24-barras(10), apresentado na Figura 1.

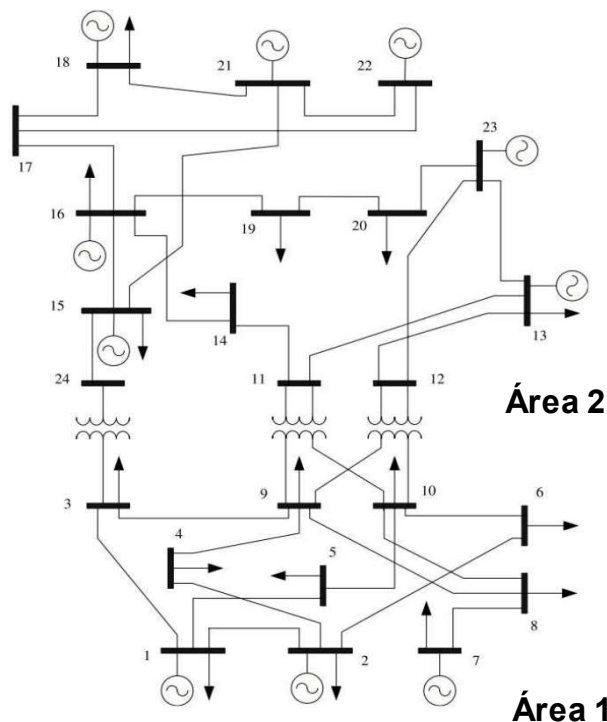


Figura 1: Diagrama Unifilar do Sistema IEEE RTS 24-barras.

Neste sistema, a Área 1 é o subsistema com forte penetração de carga, por outro lado, a Área 2 é um subsistema com maior densidade de geração. Para avaliar o sinal locacional, parte da geração da Área 2 é deslocada para Área 1 e o carregamento médio e as perdas elétricas são avaliadas. O carregamento médio é calculado como a soma dos valores absolutos de fluxos de potências nas linhas de transmissão, divididos pelas respectivas capacidades de transmissão. Considerando valores percentuais, o carregamento médio representa o percentual do sistema de transmissão “ocupado” pelo fluxo de potência. Já as perdas elétricas, são obtidas pela diferença entre a geração e a carga total do sistema

Na Tabela 1 estão apresentadas as variações de geração e carga propostas. Nesta tabela, os casos representam as mudanças de geração da Área 2, com reduções sucessivas de 125 MW na barra 21 (Área 2), e aumentos equivalentes na barra 5 (Área 1), até que se tenha 500 MW de deslocamentos. Desta forma, é esperado uma redução de perdas elétricas e carregamento médio no sistema quando houver equilíbrio na relação geração/carga de cada área.

Na Figura 2 e Figura 3 estão apresentadas as evoluções dos carregamentos médios e perdas elétricas, respectivamente, com os resultados de alocação de tarifas para as barras 5 e 21.

Tabela 1: Variação de geração entre áreas do sistema.

Casos	Área 1 (barra 5)	Área 2 (barra 21)
Base	-	-
1	+125 MW	-125 MW
2	+250 MW	-250 MW
3	+375 MW	-375 MW
4	+500 MW	-500 MW

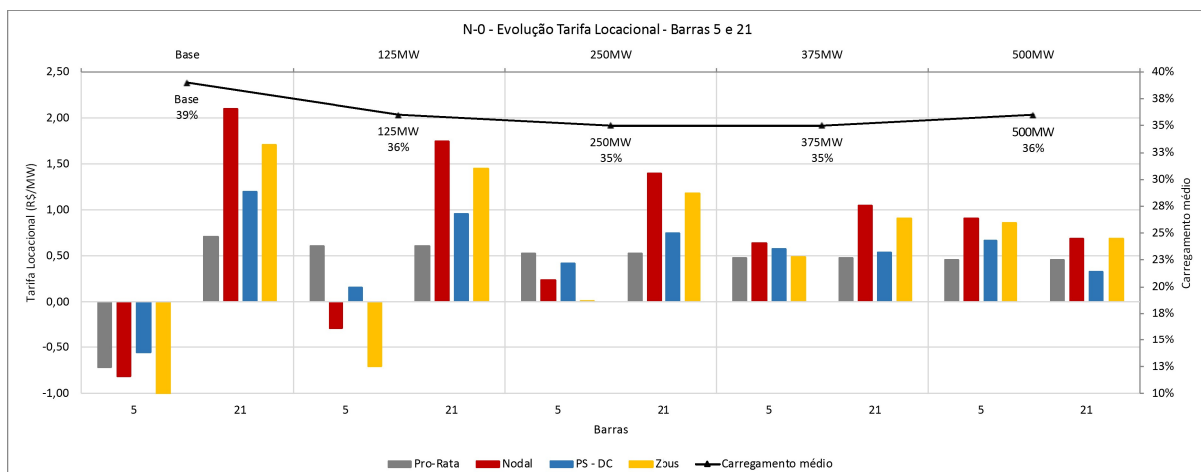


Figura 2: Evolução das tarifas locais nas barras 5 e 21 e carregamento médio percentual com as variações propostas.

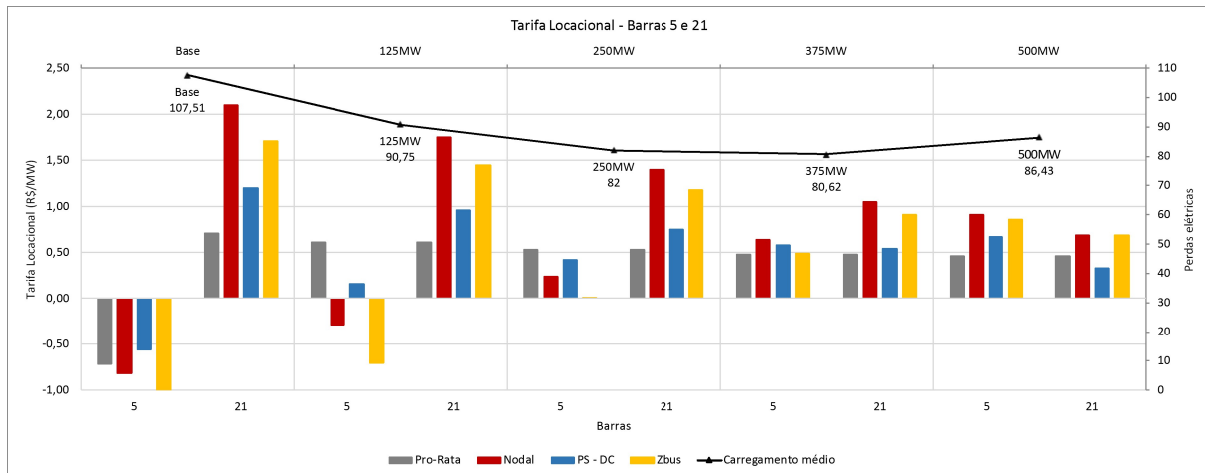


Figura 3: Evolução das tarifas locais nas barras 5 e 21 e perdas elétricas com as variações propostas.

Como se observa, o carregamento médio e as perdas elétricas descrevem uma trajetória semelhante, com reduções até o deslocamento de 250 MW e 375 MW, respectivamente. A partir destes pontos, nota-se um crescimento nos dois casos, que pode ser explicado, em parte, pela relação mais equilibrada de geração/carga nas áreas devido aos deslocamentos, como apresentada na Figura 4.

Com relação às tarifas, verifica-se que quanto mais equilibrada a relação de geração/carga entre as áreas, maior também é o equilíbrio das tarifas. As tarifas negativas alocadas à barra 5, no caso base, indicam que aumentos de geração nesta barra devem resultar em diminuição de carregamento médio e perdas elétricas. Como esperado, no primeiro deslocamento de geração (+125 MW), há uma redução significativa de carregamento e perdas elétricas. Os métodos Nodal e Zbus indicam, com maior intensidade, que a barra 5 deve ter uma tarifa menor e a barra 21 uma tarifa maior. Entretanto, na medida que ocorrem os deslocamentos, as tarifas vão se tornando mais equilibradas. O método Nodal e Zbus parecem apontar este efeito de forma aderente ao que ocorre com o carregamento médio e as perdas elétricas. Portanto, como os resultados apontaram uma sinalização adequada com o método Nodal, a partir das seguintes subseções, o método será explorado em detalhes de forma quantitativa, ou seja, avaliando o método como é aplicado no Brasil, ou seja, com um despacho característico de potência e subsídios às fontes renováveis. Uma análise ainda mais completa do método utilizado no Brasil poderia ser feita, considerando, por exemplo, as tarifas fixas ao longo do período de outorga dos geradores ou mesmo as mudanças de RAP do sistema. Entretanto, por questões de espaço, estes estudos não foram considerados neste trabalho.

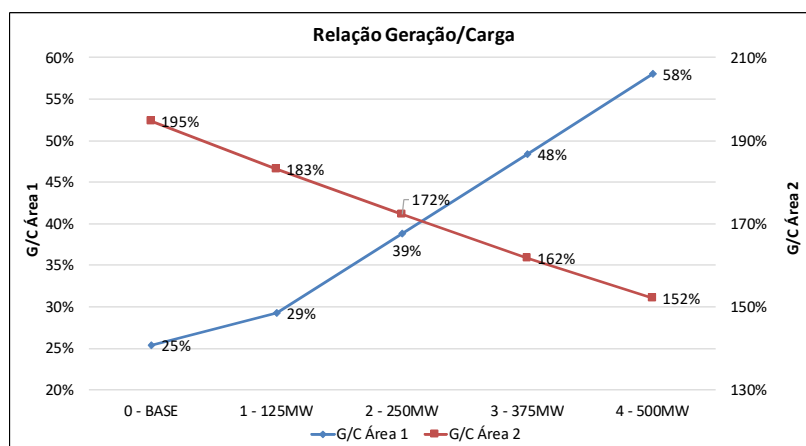


Figura 4: Relação geração/carga de cada área do sistema.

2.2 Análise de perdas e congestionamento (PDE 2026)

Para as análises com o SIN (Sistema Interligado Nacional), foi escolhida a configuração referente ao ciclo 2019-2020 do PDE 2026 (9). Esta configuração representa uma base de dados atual do sistema elétrico brasileiro e possui características desejáveis para a simulação proposta, tal como forte penetração de eólicas no Nordeste e maior densidade de carga na região Sudeste/Centro-Oeste. Para a simulação do fluxo de potência, neste caso, utilizamos o software ANAREDE, desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica) - (11).

As bases de dados disponibilizadas pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética -(12)) para as simulações no ANAREDE compreendem 3 cenários de carregamento (leve, médio e pesado), cada um com 2 cenários pluviométricos em relação ao subsistema Norte, sendo estes cenários secos e úmido. O cenário escolhido para todas as análises foi o cenário de carregamento médio com o subsistema Norte úmido. Este cenário é o que apresenta maior carregamento médio do sistema e resulta no maior nível de perdas elétricas.

As simulações propõem deslocar blocos de 1.000 MW de geração do subsistema NE para o subsistema SE/CO, até que se atinja um deslocamento total de 7.000 MW. Tanto a redução da geração no NE como o aumento da geração no SE/CO foram feitos de forma proporcional e utilizando os geradores existentes, ou seja, cada gerador teve sua potência ajustada proporcionalmente ao montante gerado pelo mesmo em relação ao total do subsistema. Os valores de deslocamento de uma área para outra estão apresentados na Tabela 2¹.

Tabela 2: Variação de geração entre áreas do sistema.

Casos	Subsistema NE	Subsistema SE/CO
Base	-	-
1	-1.000 MW	+1.000 MW
2	-2.000 MW	+2.000 MW
3	-3.000 MW	+3.000 MW
4	-4.000 MW	+4.000 MW
5	-5.000 MW	+5.000 MW
6	-6.000 MW	+6.000 MW
7	-7.000 MW	+7.000 MW

Na Figura 5 estão apresentadas as perdas elétricas e o carregamento médio percentual do sistema considerando os deslocamentos de geração entre os subsistemas.

Nota-se que as perdas elétricas diminuem até o deslocamento de 3000 MW, permanecendo relativamente estáveis no cenário seguinte e em seguida começam a crescer até atingir um patamar semelhante ao do caso base. O carregamento médio do sistema diminui para todos os cenários simulados, no entanto ocorre uma desaceleração na diminuição a partir do deslocamento de 4000 MW. A partir dos resultados obtidos, é esperado que para deslocamentos acima de 7000 MW o carregamento comece a crescer.

Para justificar os resultados obtidos, pode-se avaliar a relação geração/carga em cada subsistema. Na Figura 6 observa-se a evolução da relação geração/carga para os subsistemas NE e SE/CO para cada cenário de deslocamento estudado. É possível notar que o ponto de interseção das duas retas ocorre entre os cenários 3 e 4 e coincide com os pontos de inflexão das perdas elétricas e carregamento médio representados na Figura 5. Portanto, deve-se esperar que as tarifas de uso da transmissão reflitam a melhor localização dos geradores na região SE/CO em relação aos geradores do NE no caso base e que esta relação fique mais equilibrada com os deslocamentos até 3000 MW.

¹ Note que as simulações são semelhantes a simulação proposta pelo sistema IEEE 24-barras e, apesar, das diferenças entre os sistemas, as análises podem seguir um mesmo padrão.

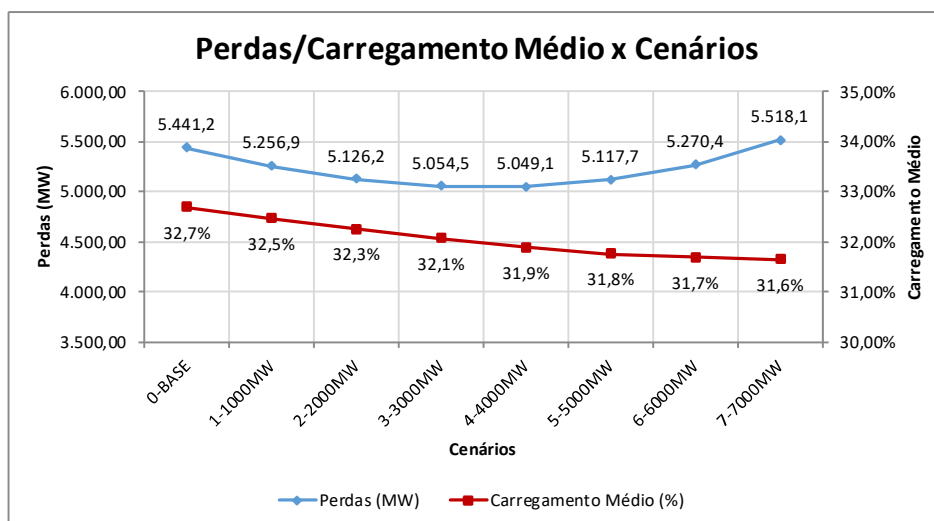


Figura 5: Perdas elétricas e carregamento médio no SIN.

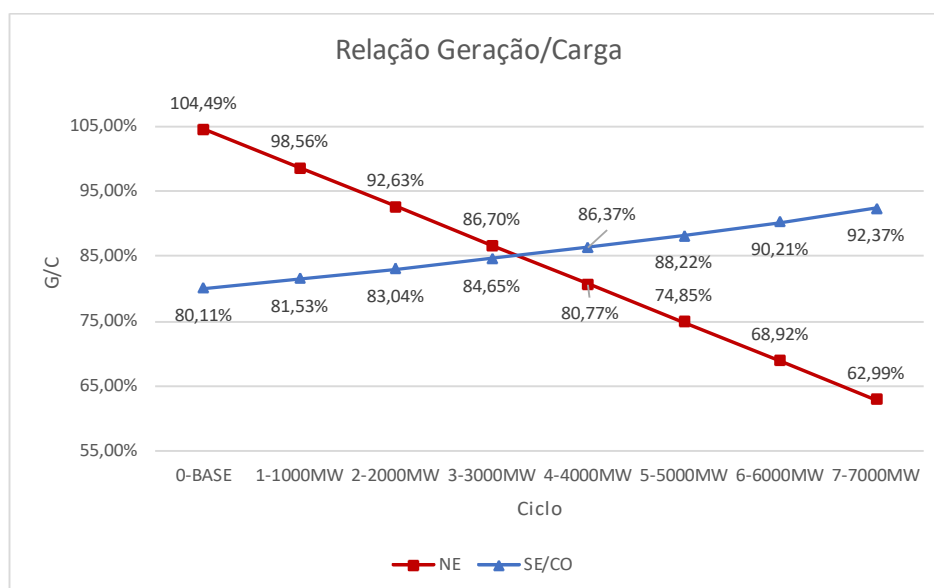


Figura 6: Relação geração/carga dos Subsistemas NE e SE/CO.

2.3 Método Nodal (PDE 2026)

Devido ao número de geradores no Sistema Elétrico Brasileiro, optou-se por analisar os resultados obtidos por percentis das tarifas, que representam os diferentes pontos de uma distribuição normal das tarifas em cada subsistema. Esta análise permite que se tenha uma ideia da distribuição das tarifas em cada submercado. Na Tabela 3 estão apresentados os percentis das tarifas, obtidos a partir do método Nodal, para todos os deslocamentos de geração. Os percentis tarifários para os geradores das regiões SE/CO e S resultaram muito próximos aos percentis da região NE, o que não seria esperado, dado que o aumento de geração no SE/CO mostrou-se mais benéfico para o sistema. Este resultado pode ser explicado pelo despacho proporcional, utilizado pelo Programa Nodal, que não condiz com o despacho simulado pelo ANAREDE, gerando, portanto, uma distorção nas tarifas.

Focando as análises nas regiões SE/CO e NE, a relação geração/carga simulada pelo despacho do método Nodal, neste caso, pode ser observada na Figura 7, em que se nota as relações geração/carga já é mais equilibrada nas respectivas áreas quando comparadas com o despacho obtido pelo ANAREDE no caso base.

Isto ocorre porque o despacho proporcional por Área do método Nodal busca atender as cargas de cada submercado com suas respectivas gerações e permite pouca margem para deslocamentos, como se observa na Figura 7. Este resultado, distorce o sinal locacional para a simulação proposta (Norte úmido).

2.4 Análise dos subsídios do Método Nodal (PDE 2026 – ciclo 2019/2020)

Para analisar o efeito dos subsídios, as mesmas simulações propostas anteriormente foram feitas com e sem descontos na tarifa de uso de transmissão, ou seja, reduzindo de 50% as tarifas dos geradores eólicos. O mapa de calor apresentado na Figura 8 apresenta tarifas para geradores com uma tonalidade mais escura de vermelho e menores com uma tonalidade mais de verde. Nos resultados estão apresentadas as tarifas com diferentes deslocamentos de geração para o ciclo 2019-2020 do PDE 2026. Por questões de espaço, apenas os resultados de tarifas para geradores obtidos com caso base, deslocamento de 1000 MW, 3000 MW e 7000 MW estão apresentados. As simulações com os outros deslocamentos apresentam um comportamento semelhante.

Tabela 3: Percentis da Tarifa Nodal para os geradores considerando os deslocamentos.

CICLO 2019-2020 - PERCENTIS TARIFA NODAL (R\$/MW)					
CENÁRIOS	DESCRIÇÃO	SUBMERCADO			
		N	NE	SE/CO	S
0-BASE	P25	6,165	5,784	5,988	5,862
	P50	23,622	6,222	6,364	6,455
	P75	24,562	6,664	7,694	6,788
1-1000MW	P25	6,194	5,813	6,033	5,925
	P50	23,598	6,245	6,401	6,517
	P75	24,538	6,696	7,764	6,849
2-2000MW	P25	6,222	5,848	6,079	5,988
	P50	23,576	6,301	6,438	6,578
	P75	24,515	6,726	7,833	6,909
3-3000MW	P25	6,251	5,874	6,123	6,049
	P50	23,555	6,325	6,474	6,639
	P75	24,494	6,760	7,901	6,968
4-4000MW	P25	6,279	5,901	6,167	6,109
	P50	23,534	6,342	6,516	6,698
	P75	24,473	6,793	7,968	7,027
5-5000MW	P25	6,309	5,932	6,212	6,170
	P50	23,503	6,405	6,563	6,757
	P75	24,441	6,827	8,034	7,084
6-6000MW	P25	6,339	5,989	6,258	6,230
	P50	23,456	6,487	6,610	6,816
	P75	24,393	6,853	8,100	7,142
7-7000MW	P25	6,370	6,024	6,303	6,290
	P50	23,381	6,528	6,657	6,875
	P75	24,318	6,888	8,166	7,201

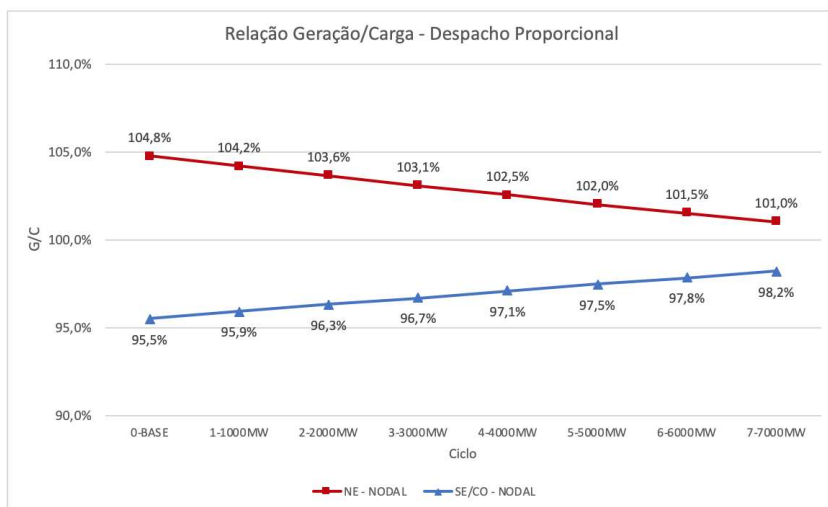
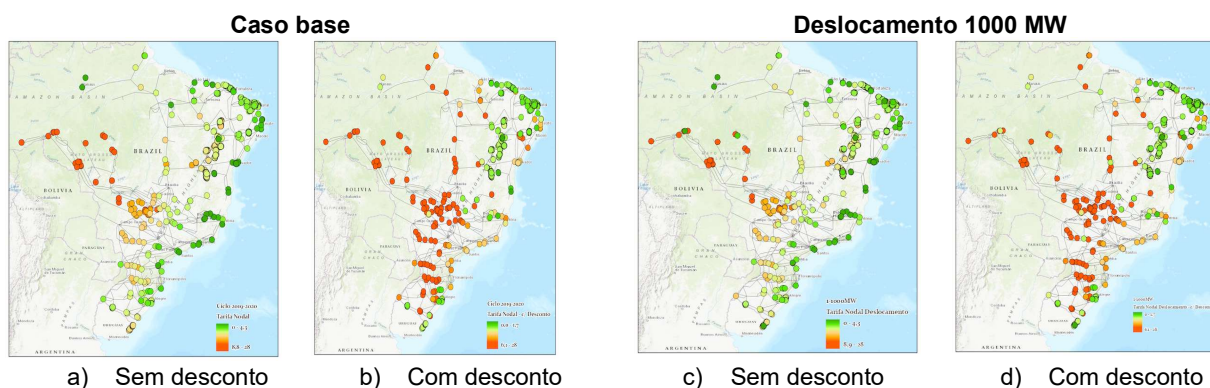


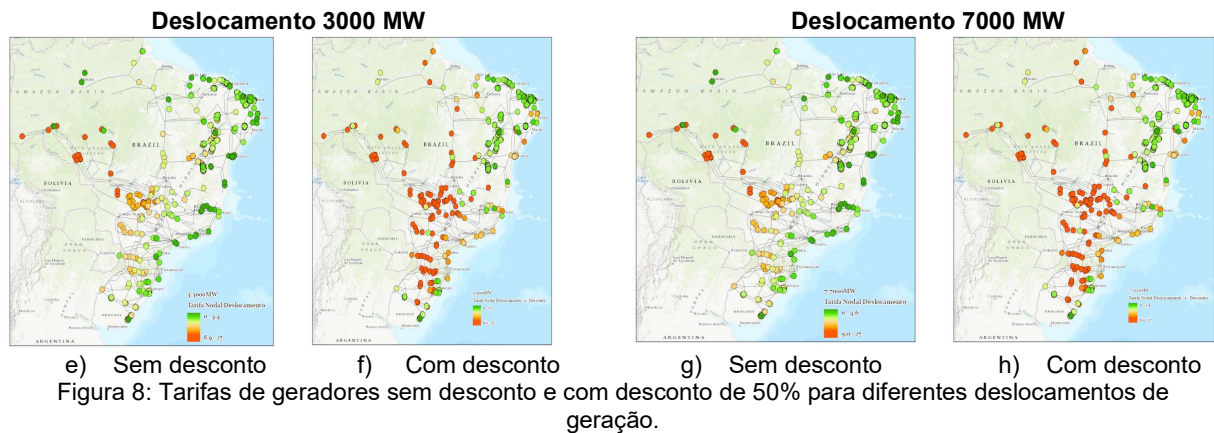
Figura 7: Relação geração/carga dos Subsistemas NE e SE/CO no despacho proporcional.

Como é possível observar em todos os deslocamentos, as tarifas sem o desconto refletem o despacho proporcional do método Nodal, e resulta em tarifas relativamente menores no NE (Nordeste) comparado, por exemplo, com a sub-região CO (Centro-Oeste). Já sub-região SE (Sudeste) parece apresentar valores de tarifas levemente menores que no NE. Entretanto, quando se aplica o desconto as vantagens ficam evidentes para os geradores eólicos localizados no NE do país.

3.0 - CONCLUSÃO

Neste artigo foi apresentada um estudo abrangente sobre os custos de transmissão e a alocação destes custos pelo método Nodal. Verificou-se que o método Nodal, apesar de apresentar uma adequada sinalização locacional quando comparado a outros métodos, tem seu desempenho fortemente afetado pelo despacho do sistema. No caso do Nodal, o despacho é feito por submercado, minimizado o uso dos intercâmbios. Se considerarmos que esta não é a situação na qual o planejamento das linhas de transmissão é definido, o resultado acaba não refletindo nas tarifas os desejáveis custos marginais de expansão. Além disto, os descontos oferecidos as fontes renováveis, especialmente às eólicas localizadas no NE acabam potencializando ainda mais as distorções verificadas nas tarifas que utilizam o despacho proporcional por área. Como conclusão, neste trabalho é recomendada que a definição de novas tarifas de transmissão tenha em conta despachos que sejam mais representativos para que se possa, de fato, refletir os custos marginais de expansão do sistema. Finalmente, também recomenda-se avaliar os subsídios a luz dos impactos (positivos e negativos) provocados na rede elétrica pelas fontes renováveis para avaliar as regiões não só pelo potencial de produzir energia, mas também pelo custo da transmissão.





4.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer a Aliança Geração de Energia S.A. pelo suporte concedido através do Programa de P&D regulado pela ANEEL. Este trabalho apresenta parte dos resultados obtidos a partir do projeto de P&D número PD-09344-1703/2017 executado pela FGV Energia e Horizonte Energias Renováveis LTDA, com colaboração da PUC-Rio.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ABEEólica, 2018. Relatório de dados mensais. Janeiro de 2018. Disponível em: <http://www.abeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/01/Dados-Mensais-ABEEolica-01.2018.pdf>.
- (2) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 77, DE 18 DE AGOSTO DE 2004.
- (3) ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Manual do Programa Nodal Versão 5.2. Acesso online. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>.
- (4) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – RAP 2018-2019. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/16836591.
- (5) M. ILIC, F. GALIANA, and L. FINK, Power Systems Restructuring: Engineering and Economics. Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- (6) D. S. KIRSCHEN and G. STRBC, Fundamentals of Power System Economics. Chichester, U.K.: Wiley, 2004.
- (7) BIALEK, J. Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access. *IEEE Trans. on Power Systems*, v. 12, p. 52–60, February 1997.
- (8) CONEJO, A. J. et al. Zbus Transmission Network Cost Allocation. *IEEE Trans. Power Syst.*, v. 22, n. 1, p. 342–349, February 2007.
- (9) Ministério de Minas e Energia; Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, Brasília, 2017.
- (10) The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. *IEEE Trans. on Power Systems*, v. 13, n. 3, p. 1010–1020, August 1999.
- (11) CEPEL. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. http://www.cepel.br/pt_br/

(12) EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Dados para Simulações Elétricas do SIN. Acesso Online: 02/08/2018 em <http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin>

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Delberis A. Lima conclui graduação e M.Sc. em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista (UNESP) “Júlio de Mesquita Filho”, Ilha Solteira, São Paulo, Brasil, em 2000 e 2003, respectivamente. Ele foi pesquisador visitante na Universidad de Castilla—La Mancha, Ciudad Real, Espanha, em 2005. Atualmente, é professor e diretor de departamento na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Sua área de pesquisa inclui planejamento e operação de sistemas elétricos, mercados de energia e redes elétricas inteligentes.



Daniel D. Barreto é formado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Atualmente é mestrando em Engenharia Elétrica na área de concentração de Sistemas de Energia, também pela PUC-Rio. Sua área de interesse compreende sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, mais especificamente no âmbito da tarifação.



Guilherme A. de A. Pereira é economista pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Obteve os títulos de Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica (Métodos de Apoio à Decisão) pela PUC-Rio. Durante o doutorado, foi pesquisador visitante na Universidade Técnica de Munique (TUM), Alemanha. Dentre seus interesses destacam-se: modelos de séries temporais, modelos estatísticos em grandes dimensões e representação de incerteza. Vem desenvolvendo pesquisas de caráter metodológico e prático com aplicações direcionadas ao Setor Elétrico Brasileiro.