

UMA PERSPECTIVA PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – HORIZONTE 2029

Luiz Inácio Chaves^{1 2}
Carlos Alberto Favarin Murari²

¹*Instituto Federal do Paraná*

²*Universidade Estadual de Campinas*

DOI: 10.47168/rbe.v26i1.564

Recebido em: 28.06.2020

Aceito em: 18.08.2020

RESUMO

O planejamento energético para o setor elétrico tem sido muito discutido nos últimos anos em nosso país, a matriz elétrica no Brasil tem se diversificado cada vez mais. Ainda que a geração hídrica seja predominante, outras fontes têm ganhado espaço na última década. O impacto desses novos empreendimentos de geração no sistema elétrico, planejados através de leilões de energia, é objeto de estudo deste trabalho.

Palavras-chave: Planejamento energético, Matriz elétrica, Setor elétrico, Geração de energia, Intercâmbio de energia.

ABSTRACT

Energy planning for the electricity sector has been much discussed in recent years in our country, the electric matrix in Brazil has been increasingly diversified. Although water generation is prevalent, other sources have gained ground in the past decade. The impact of these new generation ventures on the electricity system, planned through energy auctions, is the subject of this work.

Palavras-chave: Energy planning, Electrical matrix, Electrical sector, Power generation, Energy Exchange.

1. INTRODUÇÃO

A dependência do ser humano pela energia elétrica tem crescido constantemente e com o aumento da população é inerente o crescimento da demanda de eletricidade no Brasil, que tende a triplicar até 2050, quando 10% da frota de veículos serão elétricos e 13% da

demanda elétrica residencial será suprida por energia solar. O consumo de eletricidade tende a sair dos atuais 513 GWh para cerca de 1624 TWh em 2050 (MME, 2018).

O Brasil é o quinto maior país do mundo em extensão territorial (OECD, 2018), tendo como fronteira 10 países diferentes e por estar localizado em 2 hemisférios diferentes possui seis tipos de climas: equatorial, subtropical, semiárido, tropical de altitude, tropical atlântico e tropical, sendo esse último o predominante. Isso ocasiona peculiaridades nas regiões do país, como volume de chuvas, velocidade dos ventos e índice de radiação solar. O país ainda possui 12 bacias hidrográficas que formam o maior potencial hídrico do mundo e tem uma grande região litorânea com o oceano Atlântico (BRAGA et al., 2008). Essas peculiaridades associadas a grande disponibilidade de recursos naturais oferecem ao Brasil um cenário bem diferente comparado ao resto do mundo (IEA, 2019). Apesar de o aproveitamento desses recursos para a geração de energia elétrica poder ocorrer através de diversos tipos de energias renováveis, atualmente, o país depende principalmente da energia hidráulica. É fato que o Brasil possui a matriz elétrica mais renovável do mundo (TOMALSQUIM, 2012), com mais de 70% da energia gerada proveniente de fontes renováveis de energia (ANEEL, 2019).

Como a geração hídrica no Brasil tem apresentado níveis com tendências de estabilidade nos últimos anos e a demanda de energia tem apresentado crescimento constante, a tendência é o uso de novas soluções para o suprimento da demanda. As principais alternativas encontradas tem sido a geração a partir das termoelétricas e usinas eólicas. Nos últimos 10 anos, Figura 1, percebe-se que a geração térmica tem sido essencial para o aumento da geração de energia elétrica no país, as baixas nos índices de geração hídrica têm sido preenchidas principalmente com geração térmica.

Segundo Bronzatti e Neto (2008), para suprir a queda do potencial de geração hidrelétrica, a partir de 2020 outras fontes poderão aumentar sua participação no quadro de geração de energia elétrica. Isso ocorreria em dois períodos distintos devido ao grau de maturidade das tecnologias. O primeiro momento, a partir de 2010, o gás natural seria uma capacidade complementar de cerca de 480 TWh/ano, que proporciona o suprimento da necessidade de energia elétrica. Num segundo momento, a partir de 2020, quando as tecnologias para geração de fontes eólicas e solar estiverem mais consolidadas e com menor custo, a maior participação dessas matrizes energéticas será fundamental.

A Figura 1 apresenta o histórico de utilização das fontes de energia no Brasil (ANEEL, 2019).

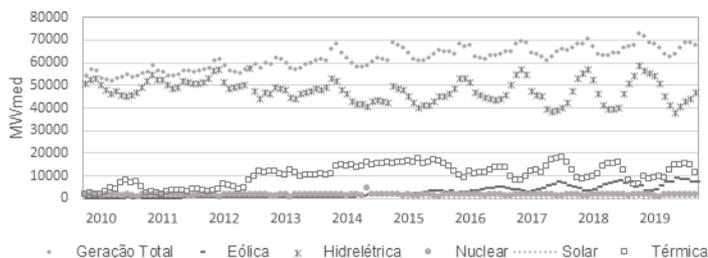


Figura 1 - Histórico de utilização das fontes de energia no Brasil

Além da grande variabilidade sazonal da geração elétrica na última década, Figura 1, a configuração do parque hidroelétrico brasileiro também tem reduzido a capacidade de regularização plurianual, ou seja, tem-se mostrado gradativamente menor o tempo com que se pode contar com a energia armazenada nos reservatórios para o atendimento da carga, em que se evidencia que a capacidade de armazenamento dos reservatórios para atendimento da demanda elétrica que, em 2001, chegou a 7 meses, caiu para em torno de 4 meses em 2018. É que, na perspectiva do setor elétrico, os reservatórios são vistos como grandes baterias que armazenam energia na forma de água. Na medida em que o crescimento da demanda elétrica não vem acompanhado por essa capacidade de reserva de energia, mostra-se necessário buscar outras alternativas para dar mais segurança ao suprimento de eletricidade ao sistema elétrico.

Outro indicativo é o aumento do custo marginal de operação nos últimos anos, Figura 2 (ONS, 2019), o uso de fontes com alto custo de operação tem se intensificado. Nota-se que a capacidade de armazenamento não sofreu alteração pela não construção de usinas com grande capacidade de acumulação, devido sobretudo à decisão da sociedade de não mais aceitar grandes reservatórios e seus impactos sociais e ambientais associados (IENA, 2018).

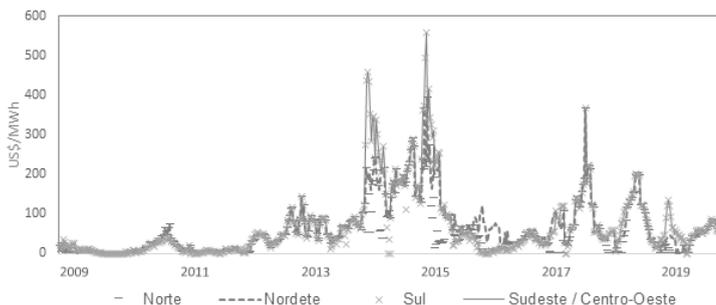


Figura 2 - Histórico do custo marginal de operação do SIN

Assim, o objetivo deste trabalho é mostrar uma perspectiva de geração e demanda até 2029, com base no plano decenal de expansão de energia 2029 (MME 2018), nos leilões de geração em vigência, Tabela 1, e na média de aumento da demanda dos últimos 10 anos nas regiões do país.

2. METODOLOGIA

Para estimativa da demanda de cada região nos próximos anos, equação (2), considerou-se o aumento médio de carga dos últimos 10 anos em cada região, equação (1). O balanço de energia foi obtido com a soma da demanda média prevista para as regiões, equação (3) e da geração máxima prevista para cada período até 2029, equação (4). A geração máxima prevista, equação (4), é soma da potência atual com a potência prevista nos leilões, Tabela 1. A maior geração média mensal em cada região, dos últimos 10 anos, foi considerada como referência de potência atual. Os leilões considerados foram os que têm previsão de entrada de geração a partir de 2020 (ANEEL, 2019): 03/2015 (A-5), 01/2016 (A-5), 03/2016 (A-5), 04/2017 (A-4), 05/2017 (A-6), 01/2018 (A-4), 03/2018 (A-6), 03/2019 (A-4), 04/2019 (A-6). A energia excedente foi obtida a partir da diferença da geração máxima prevista com a demanda máxima prevista para cada região, equação (5).

$$\Sigma M = \frac{(A_1) + (A_2) + (A_3) + \dots + (A_{10})}{10} \quad (1)$$

$$D_p = (\sum M \cdot C_a) + C_a \tag{2}$$

$$\sum D_p = (D_{pN}) + (D_{pS}) + (D_{pSD/CO}) + (D_{pND}) \tag{3}$$

$$G_m = (P_a) + (P_l) \tag{4}$$

$$E_x = (G_m) - (D_p) \tag{5}$$

Onde $\sum M$ é o aumento médio (%); A_1 é o aumento em cada ano para cada região (%); D_p é a demanda Prevista (MWmed); $\sum M$ é o aumento médio de cada região (%); C_a é a carga média do ano anterior de cada região (MWmed) ; $\sum D_p$ é a demanda prevista nas regiões (MWmed); D_{pN} é a demanda prevista para região Norte (MWmed); D_{pS} é a demanda prevista para região Sul (MWmed); $D_{pSD/CO}$ é a demanda prevista para região Sudeste e Centro-Oeste (MWmed) e D_{pND} é a demanda prevista para região Nordeste (MWmed); G_m é a geração máxima (MWmed); P_a é a potência atual (MWmed); P_l é a potência prevista nos leilões (MWmed) (Tabela 1) (MME, 2018); E_x é a energia excedente (MWmed); G_m é a geração máxima (MWmed); D_p é a Demanda máxima prevista em cada região (MWmed).

Tabela 1 - Adição de potência instalada prevista

Adição prevista de potência instalada (MW)										
Fontes	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Eólica	353	107	264	1521	1212	-	-	-	-	-
Hidrelétrica	836	213	111	214	38	-	-	-	-	-
Fotovoltaica	298	557	585	-	-	-	-	-	-	-
Térmicas	2033	1452	50	2353	363	-	1405	-	-	-
Nuclear	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Uma vez que o aproveitamento das fontes de energia ocorre em regiões distintas, seja por disponibilidade de recursos naturais ou de matéria prima, compete ao SIN gerir o intercâmbio da geração excedente entre as regiões. Nessas situações, observamos que essa estrutura

tem recebido reforços para possibilitar o aumento da capacidade de interligação entre as regiões e os novos limites de intercâmbio podem ser vistos na Tabela 2 (ONS, 2019). Assim, quando se analisa a capacidade de geração excedente nas regiões é essencial considerar se os potenciais estão dentro dos limites de intercâmbio existente entre as regiões.

Tabela 2 - Capacidade de intercâmbio entre as regiões

Regiões consideradas	Máximo intercâmbio nos últimos 10 anos (MWmed)	Capacidade de intercâmbio a partir de 2023 (MW)
Norte →Nordeste	3968	7300
Norte →Sudeste/Centro-Oeste	5514	13400
Nordeste→Sudeste/Centro-Oeste	3513	6000
Sul →Sudeste/Centro-Oeste	5880	13400

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

As regiões apresentaram o seguinte aumento médio na demanda nos últimos 10 anos: Norte: 4,6% a.a., Nordeste: 3,97% a.a, Sul: 3,34% a.a, Sudeste / Centro-Oeste: 2,46% a.a. A carga média no SIN subiu de 54222 MWmed em 2010 para 67850 MWmed em 2019, o que representa um aumento de mais de 25% em uma década (ONS 2019). O crescimento da demanda de energia elétrica no país tem sido um desafio para o setor elétrico na última década e em algumas épocas a energia elétrica chegou a ter custos históricos, chegando a mais de 500 dólares MWh-1, Figura 2. Nesses períodos de alto custo de operação, as usinas hidrelétricas apresentaram baixos índices de geração, resultando numa maior participação de outras fontes, principalmente de termelétricas.

Para as condições consideradas, o aumento da demanda de energia elétrica para os próximos anos será significativo, chegando a mais de 90000 MWmed até 2029, o que corresponde a um acréscimo de mais de 30% comparado ao previsto para 2020, Figura 3. Isso faz com que a região Sudeste/Centro-Oeste continue sendo a maior consumidora de energia elétrica do país, atingindo uma potência máxima de cerca de 50000 MWmed em 2029. Os índices de potência máxima sempre devem ser considerados para o planejamento energético, sendo úteis para o estudo dos limites de intercâmbio entre as regiões, bem como para o planejamento da operação.

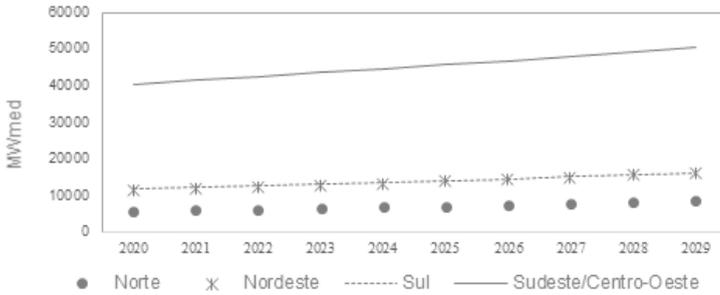


Figura 3 - Perspectivas de demanda máxima nas regiões do país

A participação da geração térmica para o suprimento da demanda de energia elétrica tem sido indispensável no Brasil. Percebe-se que nos últimos anos, Figura 1, o aumento da demanda tem obrigado o uso de termelétricas como geração complementar. Ainda se percebe que a contribuição de outras fontes tem crescido a fim de atender a demanda crescente de energia elétrica.

Em dezembro de 2012 o país tinha uma potência instalada de aproximadamente 121 GW e um consumo de 77 GW, isso não significa que a situação é absolutamente confortável para o sistema elétrico brasileiro, pois como a base geradora de energia são as hidrelétricas, na época de seca ocorre nível baixo nos reservatórios e essa capacidade instalada não corresponde à quantidade real de energia que o país pode gerar. O ano de 2015 começou com o legado da seca dos anos de 2013 e 2014, Figura 1, o que acarretou o aumento no uso das termelétricas para suprir a demanda, aumentando significativamente o custo da eletricidade, Figura 2.

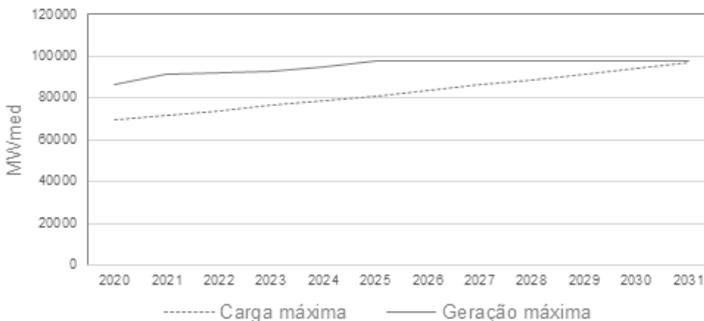


Figura 4 - Balanço de energia do SIN

O planejamento atual para o setor elétrico através dos últimos leilões somado à potência atual, Figura 4, ressalta a importância da adição de mais fontes de energia elétrica para o suprimento da demanda futura. É imprescindível enfatizar que há previsões de aumento no planejamento de geração a partir de leilões nos próximos anos, o que pode aumentar a disponibilidade das fontes de energia, trazendo mais folga para os limites de operação e demanda.

Nessas circunstâncias, a aproximação das curvas de demanda e geração, principalmente a partir de 2025, Figura 4, sinaliza um aumento na utilização das fontes instaladas para o suprimento da demanda, o que poderia trazer alto custo da energia aos consumidores, principalmente pelo uso das termelétricas. Além disso, essa redução da margem de operação poderia conferir menor confiabilidade ao sistema elétrico, visto que haveria menor disponibilidade de potencial de geração em relação a demanda de energia.

A década de 90 foi um período de mudanças importantes para o setor elétrico brasileiro, onde o governo procurou tomar medidas que pudessem atrair investidores para a ampliação do parque gerador de energia elétrica do país, e dessa forma fomentar o desenvolvimento econômico da nação. Estes investimentos, porém, não ocorreram da maneira esperada devido às estratégias políticas antigas que faziam com que as empresas do setor elétrico absorvessem prejuízos para não repassar reajustes aos consumidores (SANTOS, 2015). Desta forma, a capacidade de geração e transmissão de energia elétrica no país não recebeu investimentos adequados, resultando num sistema defasado que não atendia à demanda de energia.

Nos últimos 10 anos a carga total de energia foi maior que a geração própria nas regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste e, portanto, o suprimento da demanda dessas regiões depende do fornecimento de outras regiões. No entanto, existem épocas do ano que até mesmo essas regiões acabam fornecendo energia elétrica para as outras. Nesse contexto, destaca-se que aqui estão sendo analisados os momentos de maior capacidade de geração e demanda das regiões, o que normalmente acontece em épocas do ano diferentes umas das outras, o que possibilita a alternância de intercâmbio. Em média, na última década, a região Norte possuiu maior quantidade de energia excedente durante a primeira metade do ano, enquanto a região Sul e Nordeste na segunda (ONS, 2019). Isso tem viabilizado o fornecimento de energia entre as regiões através do intercâmbio monitorado pelo SIN.

Considerando o cenário analisado de potência máxima gerada em cada região, a perspectiva é que a maioria das regiões teria em algum momento energia excedente, Figura 5. A região Sudeste apresentaria déficit a partir de 2026, chegando próximo a 4000 MWmed em 2029.

Cabe observar que nesses casos extremos poderíamos ter limitações no aproveitamento da energia excedente, principalmente entre as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste em 2025, onde a energia excedente do Nordeste ultrapassaria o limite de intercâmbio entre as regiões. Outra limitação que também poderia ocorrer seria entre o Norte e o Nordeste, visto que a energia excedente chegaria próxima ao limite de intercâmbio em 2020.

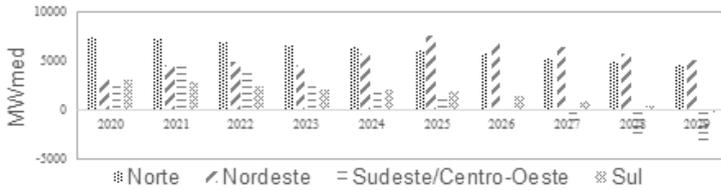


Figura 5 - Energia excedente

As demais regiões apresentariam geração excedente dentro dos limites de intercâmbio, o que pode sugerir que o aproveitamento dessa energia poderia ocorrer em outras regiões, conforme o planejamento de operação e as operadoras de energia, de modo que essas regiões com geração excedente exportariam energia para as regiões deficitárias.

Ressalta-se que esse cenário seria uma condição máxima, inclusive do uso das termelétricas. Assim, os resultados exatos para geração dependem exclusivamente da operação que é planejada antecipadamente pelos órgãos responsáveis. O Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão do governo federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Tem como atribuições a formulação e a implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)(CCEE, 2010).

Segundo MME (2018), a matriz elétrica brasileira pode passar por uma modificação histórica nos próximos anos, alterando significativamente a participação da energia solar na geração de energia elétrica no país. Isso pode trazer benefícios para os consumidores e tornar o SIN mais sustentável. Além disso, a variação da matriz elétrica traz vantagens para a operação do sistema, visto que aumenta o número de possibilidades de operação e torna o mercado de energia mais competitivo.

4. CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados do trabalho corroboram que o planejamento atual da expansão das fontes de geração tem importância significativa para o suprimento da demanda futura de energia elétrica no país. Os prazos de vigência do planejamento energético assegurados pelos leilões em vigência acompanham a expectativa de aumento de demanda prevista nesse trabalho. Entende-se que o afunilamento da demanda e geração, claramente prevista a partir de 2025, Figura 4, são decorrentes dos planejamentos ainda não totalmente finalizados e, por isso, não considerados nesse trabalho. Ressalta-se a importância da necessidade de constante estudo a partir das novidades no mercado energético, que devem surgir com os novos leilões de energia e da expansão de geração.

A geração térmica tem sido utilizada como meio de complementação para suprimento da demanda de energia elétrica. Esse recurso tem elevado o custo de operação do SIN em algumas ocasiões, no entanto, tem se apresentado indispensável. A participação de outras fontes, como a geração eólica, tem aumentado sua participação na geração de energia do país, contribuindo para diversificação da matriz elétrica, sugerindo maior confiabilidade ao sistema elétrico.

As situações apresentadas nesse trabalho nos mostram condições extremas conforme métodos especificados. Tais resultados podem inferir que o aumento na capacidade instalada de geração, pode resultar em um excedente disponível maior ou próximo aos limites de intercâmbio, mais especificamente entre os limites entre a região Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste e Norte e Nordeste. Vale ressaltar que os órgãos de operação são responsáveis pelo controle do sistema elétrico e possuem métodos para o aproveitamento dos recursos disponíveis. Sendo assim, os indicativos presentes no trabalho não provam irregularidades ou problemas no planejamento energético.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. 2019.

BRAGA, B.; FLECHA, R.; PENA, D.; KELMAN, J. Pacto federativo e gestão de águas. Estudos Avançados. 2008. São Paulo. Brasil. Volume (22).

BRONZATTI, F.; AND IAROZINSKI, A. Matrizes Energéticas no Brasil: Cenário 2010 - 2030. Encontro Nacional de Engenharia de Produção. Rio de Janeiro, Brasil. Vol. (1), pp. 1 - 15, 2008.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. Visão Geral das Operações na CCEE. 2010.

INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE - IEMA. A termelétricidade no novo contexto do setor elétrico: a importância da avaliação de impactos ambientais.. São Paulo. 2018. INTERNACIONAL ENERGY AGENCY - IEA. Data and statistics. World Energy Balances. 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Secretaria de Planejamento e desenvolvimento energético. Plano Decenal de Expansão de energia 2029. 2018.

OECD - Better policies for better lives. Active with Brazil. P.26. 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. Resultados da operação. Histórico da operação. 2019.

SANTOS, F. Sistema Elétrico Brasileiro: Histórico, estrutura e análise de investimentos no setor. Curso de Engenharia de Energia, Universidade Federal de Santa Catarina. Brasil. 2015.

TOLMASQUIM, M. Perspectivas e planejamento do setor energético no Brasil. Estudos avançados. São Paulo, Brasil. Vol. (26). 2012.