

Current Status and Perspectives of the Electric Sector in Brazil

L. I. Chaves, C. A. F. Murari, C. A. de Castro Junior, M. J. da Silva, M. Nanni, P. de A. Sobreira Junior, S. N. M. de Souza, C. E. C. Nogueira

Abstract—Brazil's demand for electricity has been increasing in recent years and most of the electric energy is generated by hydroelectric plants. The country has the most renewable electrical matrix in the world. Besides, it has one of largest installed capacities for harnessing energy from hydraulic power. This work aims to present a perspective of electric power generation in Brazil, pointing to the expected development of electricity generation in the regions, the cost of operation, CO₂ emissions and the energy exchange between those regions for the extreme demand situations expected to occur in 2022 and 2031. The results for the future scenarios were obtained through simulation using the ANAREDE program. Operating cost and CO₂ emissions were calculated based on referenced average indexes. The results indicate that for 2031 the active electric power generation tends to grow from 20.7 % to 25.9 %, whereas the active load will grow an average 24.7 %. The share of renewable energy in the generation of electricity tends to increase in 2022, between 86.6 % and 94.3 %, while for 2031, the trend is for stability, around 82.6 % and 84.7 %. The operating cost per MWh in the National Interconnected System (SIN) tends to decrease in the years studied. The CO₂ emission rates obtained ranged from 82.6 Kg CO₂ MWh⁻¹ to 92 Kg CO₂ MWh⁻¹. The exchange of electricity between regions was similar to that found in recent years, except between the Southeast / Midwest and the Northeast.

Index Terms—Brazilian energy scenario, perspective of the electricity sector, electricity, emissions, energy in the future, operating cost

I. INTRODUCTION

No Brasil, a demanda de energia elétrica tem apresentado comportamento crescente nos últimos anos. A produção bruta de eletricidade no mundo aumentou mais de 50% nos últimos 20 anos [1].

L. I. Chaves, Professor do Instituto Federal do Paraná e Aluno de doutorado da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo Brasil, (luiz.chaves@ifpr.edu.br)

C. A. F. Murari, Professor da Universidade Estadual de Campinas, Departamento de Sistemas de Energia, Campinas, São Paulo, Brasil, (murari@dsee.fee.unicamp.br)

C. A. de Castro Junior, Professor da Universidade Estadual de Campinas, Departamento de Sistemas de Energia, Campinas, São Paulo, Brasil, (ccastro@unicamp.br)

M. J. da Silva, Professor da Universidade Federal do Paraná, Jandaia do Sul, Paraná, Brasil, (marcelo_js07@hotmail.com)

M. Nanni, Professor da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Campo Mourão, Paraná, Brasil, (marcelo@nanni.com.br)

P. de A. Sobreira Junior, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil, (pedro.sobreira@engenharia.ufjf.br)

S. N. M. de Souza, Professor da Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, Paraná, Brasil, (melegsouza@hotmail.com)

C. E. C. Nogueira, Professor da Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, Paraná, Brasil, (cecn1@yahoo.com.br)

O aumento da população e o aumento na utilização de aparelhos eletrônicos [2] são fatores que têm contribuído para que a utilização da energia elétrica seja cada vez maior em todo o mundo. As principais fontes geradoras de eletricidade têm sido não renováveis e com os maiores índices de intensidade de emissões de CO₂ [3].

Os maiores consumidores de energia elétrica no mundo são os setores industriais, residenciais e públicos [4]. O aumento de demanda de energia elétrica no mundo tem sido um assunto em evidência [5]. No Brasil, o consumo de energia tende a triplicar até 2050, quando 10% da frota de veículos deverão ser elétricos e 13% da demanda elétrica residencial serão supridos por energia solar. O consumo de eletricidade tende a sair dos atuais 513 GWh para cerca de 1,624 TWh em 2050 [1, 6], o que resulta em um consumo específico de, aproximadamente 7 mil KWh /habitante/ ano, valores semelhantes ao consumo atual da União Europeia.

O Brasil é o quinto maior país do mundo por extensão territorial [7], está localizado na América do Sul, faz fronteira com 10 países diferentes e está localizado em 2 hemisférios diferentes. É um país predominantemente com clima tropical, mas possui outros cinco tipos de climas: equatorial, subtropical, semiárido, tropical de altitude e tropical atlântico. Isso ocasiona peculiaridades nas regiões do país, como volume de chuvas, velocidade dos ventos e índice de radiação solar que, por sua vez, podem ser recursos para geração de eletricidade de forma renovável. 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 [8].

Essas peculiaridades, referentes a grande disponibilidade de recursos naturais, oferecem ao Brasil um cenário bem diferente comparado ao resto do mundo [4]. O aproveitamento desses recursos para geração de energia elétrica ocorre através de diversos tipos de energias renováveis, no entanto, o país depende principalmente da energia hidráulica. O Brasil possui a matriz elétrica mais renovável do mundo [2], mais de 70% da energia gerada no país (Fig.1) vem de fontes renováveis de energia [9]. Para efeito comparativo, a síntese dos dados das fontes de energia elétrica que utilizam biocombustível e resíduos, petróleo, carvão e gás natural, foram agrupadas como térmicas. No caso da matriz elétrica brasileira os dados se referem à potência instalada atualmente para cada fonte. Apenas a oferta de energia interna está sendo referenciada.

Considerando todas as fontes de energia instaladas atualmente, o Brasil tem um total de cerca de 167900 MW de capacidade instalada. Grande parte, 63,76 %, são de usinas hidráulicas ou pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), 9,28 % são de usinas eólicas, 24,41 % de usinas térmicas, 1,18 % de energia nuclear e 1,36 % de energia solar (Fig.1) [10]. Embora o Brasil esteja localizado em um dos subcontinentes que menos

consome energia no mundo [11], para 2029, a expansão da capacidade instalada no Brasil deve chegar a 227900 MW, sendo 78,4 % de fontes renováveis e 21,6 % de não renováveis [6]. A matriz elétrica brasileira ganha destaque quando comparada com a matriz elétrica mundial, principalmente quando se compara a proporção de energia renovável que ela possui, uma vez que o Brasil possui 74,43 % e a matriz elétrica mundial possui pouco mais de 20 %.

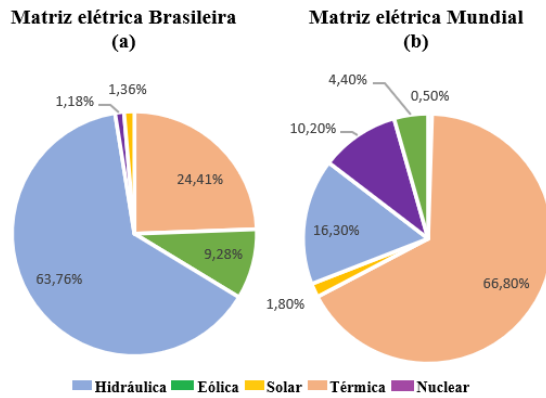


Fig. 1. Matriz elétrica Brasileira(a) e Matriz elétrica Mundial (b). Fonte: Adaptado de ANEEL e IEA, 2019.

Essa dependência pela energia hídrica para geração de eletricidade causa incertezas para o abastecimento de energia no futuro, a escassez de chuvas e baixas nos reservatórios podem interferir na capacidade de geração das hidrelétricas [13], além disso, a instalação dessas usinas, na maioria das vezes, altera o ecossistema da região, principalmente porque o aproveitamento predominante da energia hidráulica demanda o alagamento de grandes áreas. A dependência de geração hídrica obriga o acionamento de usinas térmicas em épocas de estiagem, como ocorreu nos últimos anos, segundo o histórico de operações do Operador Nacional do Sistema elétrico (ONS) [14]. A diversificação da matriz energética para geração de eletricidade têm sido a alternativa usada para suprir a demanda futura do país [15].

O objetivo deste trabalho é mostrar uma perspectiva da geração de energia elétrica no Brasil para os anos de 2022 e 2031, considerando a demanda máxima prevista, a partir dos acréscimos das fontes geradoras que serão implantadas no Sistema Interligado Nacional. Além disso, apresentar algumas variáveis que estão diretamente relacionadas a utilização das fontes geradoras de eletricidade como custo de operação, emissões de CO₂ e fluxo de energia entre as regiões do país. Também visa mostrar um panorama eletro energético e a dinâmica do Sistema elétrico entre as regiões do Brasil nos últimos anos.

II. METODOLOGIA

A. Cenários

Para obtenção da perspectiva de geração de energia elétrica para os anos de 2022 e 2031, foram realizadas simulações computacionais utilizando os dados mais recentes no período publicado pelo plano decenal de expansão de energia para o Brasil [6]. Para as simulações foram considerados os cenários de operação e o estado construtivo do SIN (Sistema Interligado Nacional), como novas usinas, novas interligações. Os dados

para simulação foram obtidos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em forma de cenários individualizados no formato .SAV [16].

Foram realizadas simulações com 2 cenários que representam a mudança de estação no Brasil e a incidência de chuvas oscila bastante, principalmente na região Norte, os cenários foram denominados: Norte Seco e Norte Úmido. O período foi o ano 2022 e 2031. Em ambos os casos foi considerado o nível de carga máxima previsto para o SIN: carga pesada. O valor máximo de consumo, que é denominado de carga pesada, constitui a chamada ponta de carga, com cerca de 2 a 3 horas de duração, o valor mínimo de consumo, denominado de carga leve, ocorre em horas da madrugada; tem-se também um período de carga média ou intermediária [14].

B. Simulação do Fluxo de Potência

Para obtenção dos dados futuros apresentados neste trabalho (2022 e 2031), utilizou-se o software Análise de Redes, versão 11.02.04— ANAREDE, sob licença de uso para a Universidade Estadual de Campinas –SP – Brasil – UNICAMP. Este é o principal software utilizado pelas concessionárias do Brasil e pelos órgãos de planejamento e ampliações de redes de energia elétrica do país, foi desenvolvido pelo Cepel - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Esse programa possibilita as seguintes análises do Sistema Interligado Nacional (SIN): fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão, redespacho de potência ativa e fluxo de potência continuado das redes de energia elétrica [17].

O fluxo de potência obtido com o ANAREDE possibilitou a análise do fator de potência, magnitude da tensão na barra (p.u.), potência ativa gerada na barra de todas as barras do SIN, que totalizarão cerca de 10387 barras até 2031, conforme os cenários disponibilizados pela EPE na forma de cenários individualizados no formato .SAV [16]. Para análise de convergência foram considerados os seguintes parâmetros: geração de potência ativa, carga ativa, magnitude da tensão e fator de potência das barras que constituem o Sistema Interligado Nacional (SIN).

C. Panorama e Perspectiva do Setor Elétrico

O levantamento de dados oficiais de consumo, geração e intercâmbio de energia elétrica foram obtidos pelo órgão responsável no Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [14]. A construção das novas linhas de transmissão, bem como as usinas de geração e o aumento de carga previstos foram implementados nas simulações dos respectivos períodos sob análise [6]. Foi considerado apenas a energia prevista com a expansão contratada até 2019 que deverá estar em operação até 2031, cerca de 13965 MW, sendo 3457 MW de energia eólica, 1412 MW de energia hidráulica, 1440 MW de energia fotovoltaica e 7656 MW de energia térmica [18] para o período de estudo. Sendo que 6859 MW já devem ser acrescentados até 2022. Esses dados foram compilados e simulados, tendo como objetivo verificar o comportamento do Sistema Interligado Nacional e o fluxo de potência entre as regiões no futuro. O fator de despacho considerado para as usinas hidrelétricas foi de 50.8% - 89.4% (Norte úmido) e 50% - 96.7% (Norte Seco). Para as usinas eólicas o fator de despacho considerado foi de 45% - 100% (Norte Seco) e (10%-80%) Norte Úmido,

parâmetros semelhantes aos utilizados pela EPE para obtenção dos cenários disponíveis [16].

Os limites de intercâmbio de potência entre as regiões foram analisados afim de verificar se as redes de transmissão que fazem fronteira entre as regiões (Tabela II) têm capacidade para possibilitar o fluxo de potência. Para isso, foram analisadas as redes de transmissão que fazem fronteira entre as regiões [19].

D. Participação das Renováveis

O nível de participação das energias renováveis foi determinado com a quantidade prevista de potência ativa que estará disponível no sistema em 2031, comparado a 2022. As fontes consideradas como renováveis foram eólicas, solar e hidráulica. As não renováveis foram termelétricas e nuclear. Para obtenção dos resultados com as simulações, foi considerado apenas as principais fontes de energia utilizadas e planejadas para o Brasil, que estão ou estarão conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e que fazem parte do plano decenal de expansão de energia 2029 [6]. Além disso, não se considerou sistemas isolados de geração ou cogeração.

E. Emissões de CO₂

Para análise de emissões de CO₂ considerou-se a intensidade média global de emissões de cada fonte geradora de energia elétrica [20]. Para o cálculo (1) de emissão levou-se em conta apenas a energia ativa gerada obtida com as simulações.

$$\sum M = (Im) \cdot (Eg) \quad (1)$$

Na Tabela I são apresentadas as variáveis do modelo, sua descrição e unidades de medida utilizadas.

TABELA I
VARIÁVEIS, DESCRIÇÃO E UNIDADES DE MEDIDA

Variável	Descrição	Unidade de Medida
$\sum M$	Emissão de CO ₂	Kg MWh ⁻¹
Im	Intensidade média global de emissão de CO ₂ para cada fonte	Kg MWh ⁻¹
$\sum C$	Custo previsto de operação Média de preço de venda no leilão de referência específico para cada tipo de fonte, [35], para fonte nuclear [46]. A taxa média do câmbio considerada foi de (3,86688);	US \$ MWh ⁻¹
PLr	Porcentagem de energia gerada prevista para cada fonte no cenário simulado. O cálculo considera apenas a carga por um período de operação de 1 hora para os cenários estipulados. Não considerou os encargos entre os submercados.	(%)

F. Custo de Operação por MWh

No Brasil a contratação de fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias é feita através de leilões. Os leilões são realizados com o propósito de garantir o fornecimento de energia elétrica através da compra antecipada [21].

A média de preços de comercialização de energia elétrica dos últimos leilões de geração ocorridos em 2019 (A-2/2019 A-4/2019 e A-6/2019) [18], foram utilizados como base para determinação do custo da energia para os cenários estudados. O custo de operação obtido para os cenários futuros foi obtido através da seguinte função (2):

$$\sum C = (PLr) \cdot (Eg) \quad (2)$$

III. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A. Panorama do Setor Elétrico Brasileiro

A geração de energia elétrica no Brasil é predominantemente de hidrelétricas, no entanto, a participação das usinas eólicas e térmicas tem ganhado espaço nos últimos anos. A análise do histórico de geração possibilitou identificar o avanço das fontes utilizadas no país e a interação de complementaridade que deve existir para o suprimento da demanda.

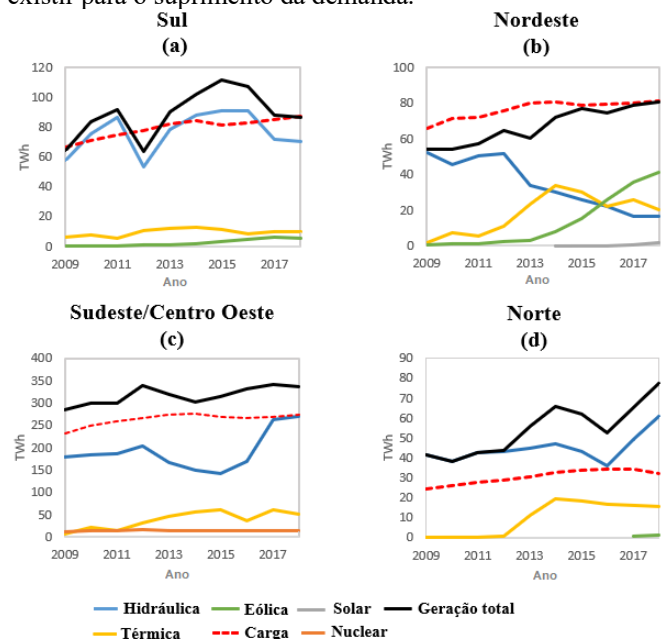


Fig. 2. Geração de energia elétrica nas regiões do Brasil (2009-2018): Região Sul (a), Região Nordeste (b), Região Sudeste / Centro-Oeste (c) e Região Norte (d). Fonte: Adaptado de ONS 2019.

Com base no histórico de geração de energia elétrica nas regiões do Brasil, dos últimos 10 anos (Fig. 2), foi possível constatar a particularidade de cada região de acordo com sua contribuição para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Houve variação na participação das fontes para o fornecimento de energia elétrica enquanto a carga teve comportamento crescente. Em épocas de estiagem a participação das termelétricas e eólicas aumentou. Na Região Sul, houve predominância da geração de energia hidráulica e pouca participação da geração de energia térmica e eólica, enquanto a geração eólica apresentou comportamento crescente a partir de 2014, a térmica convencional apresentou um patamar decrescente de utilização. Como a média dos reservatórios no início de 2013 ficou abaixo do previsto, as termelétricas começaram a ser mais utilizadas, condições que podem ser percebidas na maioria das regiões [14].

Na região Sudeste e Centro-Oeste também houve a predominância de utilização de energia hidráulica. Nota-se um comportamento crescente de 2009 a 2012 e decrescente até 2015, mas o comportamento crescente tem sido observado nos últimos anos. Na região Nordeste, a predominância da geração de energia hidráulica ocorreu até meados de 2013, nessa região, a geração eólica tem apresentando comportamento crescente nos últimos anos. A geração térmica convencional foi predominante entre 2013 e 2015, período de estiagem e diminuição de geração hidráulica nas regiões, condição que estimulou a utilização de outras fontes, principalmente a geração térmica. Na região Norte, a predominância foi de geração hidráulica no período analisado, o índice de geração com essa fonte apresentou comportamento crescente de 2010 a 2014 e 2016 a 2018, já de 2014 a 2016 o comportamento foi decrescente.

A carga de energia elétrica foi maior que a geração nas regiões Sudeste e Nordeste. Para a região Norte a geração foi sempre maior que a carga, no período analisado. Para região Sul, nos últimos dois anos a carga foi maior que a geração, no entanto, para o período considerado, houve períodos em que a geração foi maior que a carga.

Com isso, percebe-se que a distribuição da oferta de energia elétrica regionalmente varia conforme a disponibilidade de recursos naturais e/ou conforme fatores climáticos. Na região nordeste a geração hídrica deixou de ser predominante, o que nos mostra que a evolução de outras fontes está sendo necessária para o fornecimento de energia elétrica. Essas informações nos mostram que a configuração da matriz elétrica no Brasil tende a mudar na direção da variação de fontes de energia segundo o aproveitamento dos recursos das regiões, o que pode contribuir para o aumento da confiabilidade do setor de geração de energia elétrica.

O aproveitamento dos recursos regionais para geração de energia elétrica no Brasil é viabilizado pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), que transmite a energia entre as regiões do país. Como a geração de energia elétrica ocorre em grande parte de forma descentralizada, se torna fundamental conhecer a amplitude dos intercâmbios de energia entre as regiões e o comportamento do sistema no decorrer dos meses dos anos. Sendo assim, analisou-se o histórico dos últimos 10 anos de intercâmbio de energia elétrica entre as regiões do país (Fig. 3).

O fluxo de energia entre o Sul e o Sudeste/Centro-Oeste se mostrou positivo principalmente na segunda metade de cada período, para a maioria dos anos analisados, período esse que apresenta maior índice de precipitações na Região Sul. Já o fluxo de energia do Norte para o sudeste/ Centro-Oeste tem se mostrado positivo, na maioria das vezes de janeiro até junho, e depois tem se mostrado negativo até dezembro, período o qual, por sua vez, apresenta menor índice de precipitações na região Norte. O fluxo de energia do Norte para o Nordeste foi predominantemente positivo, quase sempre com maior intensidade até agosto de cada ano, período este que coincide com as cheias da região Norte. O fluxo de energia do Sudeste/Centro-oeste para o Nordeste tem sido estável de fevereiro a maio, sendo predominantemente positivo, entre abril e dezembro apresentou comportamento crescente. O Sistema Interligado Nacional (SIN) se mostra fundamental para o abastecimento de energia elétrica no país, visto que há intercâmbio entre as regiões durante todos os meses do ano e

que o aumento de geração de energia elétrica para o suprimento da demanda futura pode ocorrer de forma descentralizada, podendo assim aproveitar os recursos naturais peculiares de cada região. A essencialidade do sistema de transmissão é percebida visto que todas as regiões, exceto o Nordeste, são importadoras de eletricidade em pelo menos um período do ano e exportadoras em outros, ocorrendo uma condição de complementaridade para o suprimento da demanda de energia elétrica.

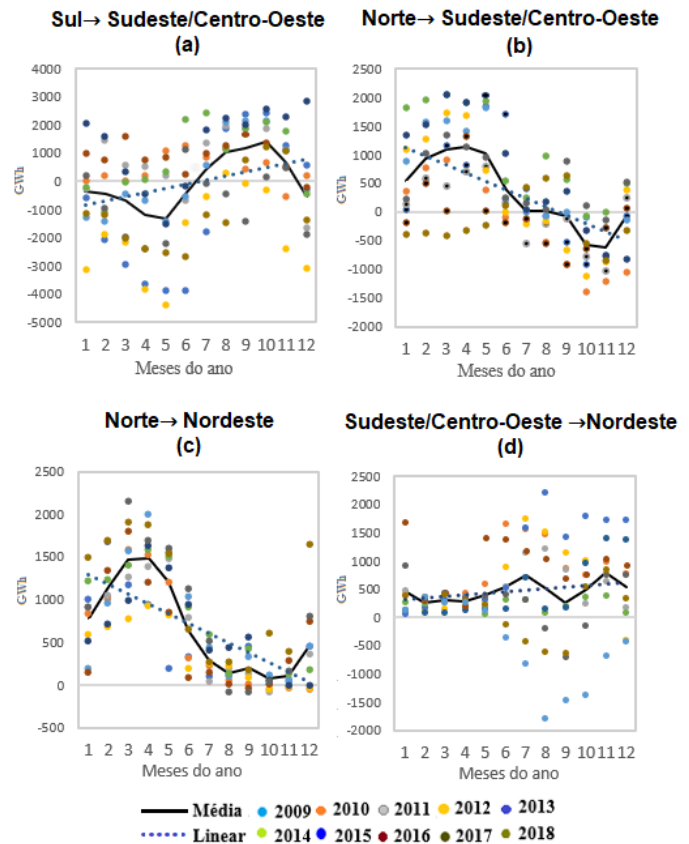


Fig. 3. Intercâmbio de energia elétrica entre as regiões do Brasil (2009-2018): intercâmbio entre a Região Sul e Sudeste/Centro Oeste (a), intercâmbio entre a Região Norte e Sudeste/Centro Oeste (b), intercâmbio entre a Região Norte e Nordeste (c) e intercâmbio entre a Região Sudeste/Centro Oeste e Nordeste (d). Fonte: Adaptado de ONS, 2019.

Outra condição que traz vantagem para o país é que a incidência de ventos na região nordeste aumenta quando a geração das hidrelétricas no Norte diminui. Além disso, no período de estiagem há maior condição para o aproveitamento de energia solar fotovoltaica [15].

B. Perspectiva para o Setor Elétrico Brasileiro

As novas fontes de energia elétrica estão sendo implementadas em regiões distintas. Assim, a contribuição total de potência ativa gerada para cada tipo de fonte para os respectivos cenários (2022 e 2031) está apresentada na (Fig. 4). Para o cenário Norte Seco, a geração continuará sendo predominantemente de energia hidráulica, ficando entre 75429,1 MW e 86262,56 MW, representando um aumento de 10833,46 MW de energia gerada para o período.

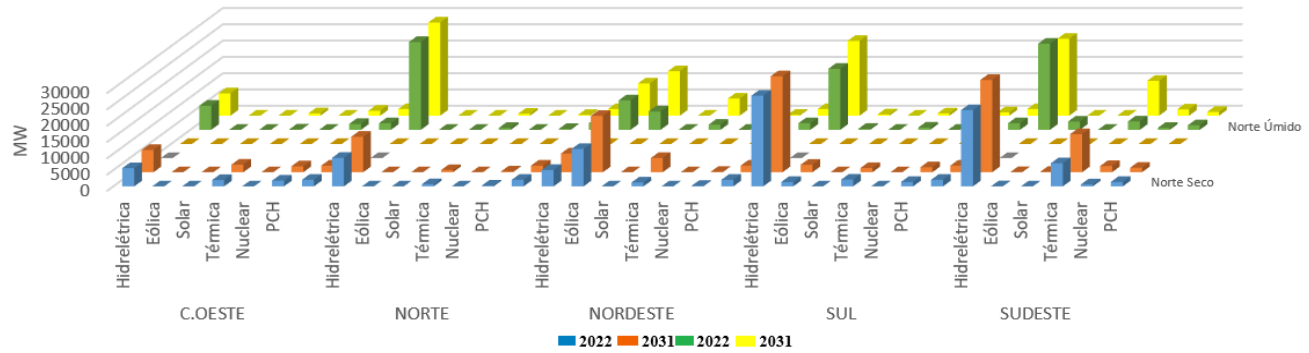


Fig. 4. Geração de energia elétrica prevista nas regiões do Brasil (2022 e 2031)

Ainda nesse cenário, todas as regiões tendem a apresentar aumento de geração hidráulica, o maior aumento ocorreu para a região Sudeste, que tem um aumento previsto de 23388,7 MW para 28304 MW, ou seja, um acréscimo de 4915,3 MW, ou cerca de 21 %. A geração eólica tende a aumentar significativamente na região Nordeste, com um acréscimo de 5813,8 MW, o que representa um aumento de 50,6% comparado à geração prevista para 2022. A região Sul tende a apresentar um aumento de 0,9 MW de geração eólica, um aumento de cerca de 68,9% no período considerado. A geração por termelétricas tende a aumentar significativamente nas regiões Nordeste (3155,9 MW) e Sudeste (4585 MW), o que representa crescimentos de 261,4 % e 64,5 %, respectivamente. As regiões com maior geração previstas são as regiões Sudeste (32464,5 MW a 43405,7 MW) e Sul (32620 MW a 34530,9 MW).

Para o cenário Norte Úmido, a região Sudeste também tende a ter maior geração. Em 2022, a geração prevista é de cerca de 33490,4 MW e para 2031: 37317,2 MW. A geração total também tende a ser predominantemente de fontes hidráulicas, sendo que o maior aumento previsto para 2031 é para região Sul, 4220 MW, cerca de 22,5 % de aumento. Nesse cenário, a geração eólica na região Nordeste tende a ter um aumento expressivo também para esse cenário, saltando de 5644 MW em 2022 para 13642,1 MW em 2031. A geração térmica tende a ter um crescimento expressivo nas regiões Sudeste (316,2 %) e Nordeste (236,7 %), chegando a 10667,7 MW e 5237,6 MW, respectivamente.

Considerando o cenário Norte Seco e comparando os anos de 2031 a 2022, a potência total gerada tende a aumentar aproximadamente 20,7 % chegando a 129853,7 MW e a carga cerca de 24,8 %, atingindo 123647 MW. Para o cenário Norte Úmido em 2031, o estudo mostra aumentos de geração de 25,8 % e de carga, 24,6 %, atingindo 128216 MW e 124010 MW, respectivamente.

Para os cenários analisados, o maior aumento de geração será para a região nordeste, entre 54,1 % a 75,9 % comparado ao previsto em 2022, o que resulta em uma geração de 27537,1 MW a 29015,8 MW.

Esse aumento está diretamente relacionado ao crescimento previsto da geração eólica e térmica da região. Assim, percebe-se que a região terá maior capacidade de contribuição para o (SIN). As demais regiões apresentaram os seguintes índices

máximos previstos de geração: Sudeste/Centro oeste: 54371,2 MW; Norte: 29398,4 MW; Sul: 34530,9 MW.

O fator de potência médio encontrado nas 10387 barras analisadas ficou em média 0,98 e a magnitude da tensão nas barras ficou em média 1 p.u. para os dois cenários analisados. Ambos cenários foram convergentes para a simulação.

Os resultados obtidos para os intercâmbios de energia elétrica entre as regiões mostram um comportamento previsto semelhante ao encontrado nos últimos anos, estando próximo dos novos limites de intercâmbio estabelecidos até 2023 (Tabela II), o que pode sugerir uma futura limitação de intercâmbio de energia elétrica entre as regiões ou novas instalações suportem um aumento na capacidade de transmissão. O grande diferencial encontrado nos dois cenários foi a exportação de energia do Nordeste para o Sudeste/Centro Oeste, tendência não encontrada nos últimos 10 anos (Fig. 3).

Esses resultados podem estar diretamente relacionados ao aumento previsto das fontes geradoras na região Nordeste, onde se encontra a maior parte da capacidade instalada contratada para geração eólica até o momento, cerca de 3457 MW (Fig. 4) [18]. O intercâmbio entre o Norte e o Sudeste/Centro Oeste apresentou um crescimento elevado, sendo que destes, aproximadamente 6000 MW que são gerados no estado do Acre tem uma linha exclusiva que, o que possibilita que o montante de energia restante fique próximo do limite de transmissão.

TABELA II
PERSPECTIVA DE INTERCÂMBIO DE ENERGIA ELÉTRICA ENTRE AS REGIÕES DO BRASIL EM 2031

	Norte Seco (MW) (2031)	Norte Úmido (MW) (2031)	Intercâmbio máximo últimos 10 anos (MWmed) [22]	Capacidade de interligação 2023(MW) [41]
Norte → Nordeste	-652	-922	[3968]	7300
Norte → Sudeste/ Centro Oeste	478	14674	[5514]	13400
Nordeste → Sudeste/ Centro Oeste	5724	6674	[3513]	6000
Sul → Sudeste/ Centro Oeste	-888	11849	[5880]	13400

O limite de intercâmbio de energia elétrica entre as regiões do Brasil aumentou consideravelmente de 2012 até 2018. Estudos também apontam que a capacidade de intercâmbio tende a aumentar significativamente principalmente entre conexões com a região Norte e Nordeste [2]. O aumento de

geração na região Nordeste (Fig. 4) tende a contribuir para o aumento de intercâmbio de energia elétrica, principalmente entre as regiões Nordeste e Sudeste/Centro Oeste.

C. Participação das energias renováveis

De 2009 a 2014 a participação das energias renováveis na geração de energia elétrica apresentou comportamento decrescente no Brasil, caindo de 89,9 % em 2009 para 74,7% em 2014. A partir daí, o comportamento foi crescente chegando a 83,3 % em 2018 [10]. Para os cenários considerados (Fig. 5), em 2022, a tendência continua sendo de aumento, a geração de energia por fontes renováveis, tende a ficar na faixa de 86,6 % a 94,3 %, valores maiores que as encontradas nos anos de 2018: 83,3 % e 2009: 89,9 %. Já para 2031, nos cenários analisados, a tendência de utilização das renováveis fica em torno de 82,6 % e 84,7 %, índice semelhante ao de 2018: 83,3 %, próximo ao previsto por [6].

Resultados semelhantes foram previstos por [22]. Ainda existem expectativas de que a energia solar tenha grande participação num futuro próximo no Brasil [6], até porque o preço médio dos módulos fotovoltaicos tem caído muito nos últimos anos. No entanto, a baixa geração fotovoltaica encontrada para os cenários pode estar relacionada à pouca energia contratada para esse tipo de fonte até o momento [18] e a operação considerada para os casos [16].

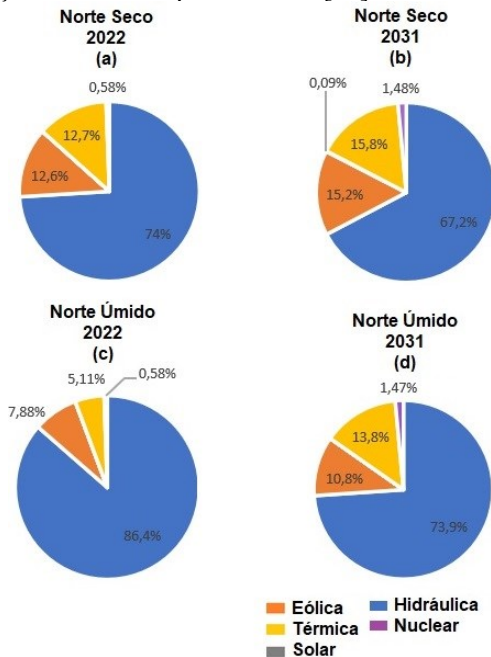


Fig. 5. Participação das energias renováveis para os cenários 2022 e 2031

No cenário mundial, há expectativa que as fontes solar e eólica sejam as fontes geradoras com maior crescimento para as próximas décadas, os países que tem maior previsão para o crescimento para o aproveitamento da energia solar são a Índia e a China [23].

D. Emissões de CO₂ do SIN

Para o cenário Norte Seco, a quantidade de emissões de CO₂ (Fig. 6) (2022), ficou em torno de 77,7 KgCO₂ MWh⁻¹. Para 2031, as emissões tendem a subir cerca de 18,5 %, atingindo 92 KgCO₂ MWh⁻¹, resultados semelhantes aos encontrados para os anos de 2013, 2016, 2017 e 2018 [24]. O aumento de emissão

absoluto previsto tem um acréscimo aproximado de 49 %, atingindo 11,8 Ton de CO₂ h⁻¹.

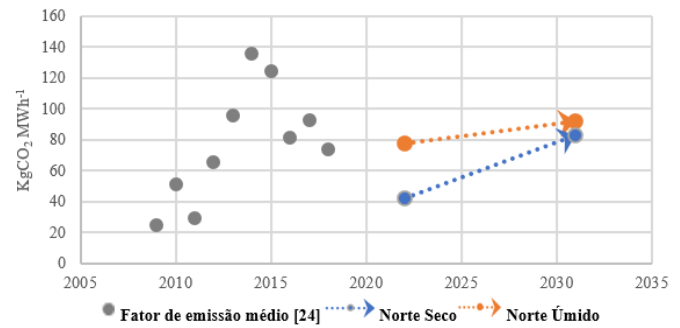


Fig. 6. Emissões de CO₂

Para a condição Norte úmido, em 2031, há o maior crescimento previsto comparado a 2022, atingindo mais de 130 %. Em 2022 está previsto um índice de 41,9 Kg CO₂ MWh⁻¹, enquanto para 2031 ter-se-á 82,6 KgCO₂ MWh⁻¹, esse crescimento pode estar diretamente relacionado principalmente ao aumento previsto das usinas térmicas (Fig. 4). O aumento de emissão absoluto previsto tem um acréscimo aproximado de mais de 100 %, atingindo 10,7 Ton de CO₂ h⁻¹. Os dez maiores emissores do mundo, incluindo China, EUA, Índia, Rússia, Japão, Alemanha, Coreia, Canadá, Irã e Reino Unido, respondem por dois terços do total de emissões globais de CO₂, e seus setores residenciais têm participações consideráveis no total de energia consumida, portanto, quaisquer mudanças em seus setores residenciais afetam diretamente o ambiente global [3]. O crescimento da população brasileira é previsto em [25], o que pode ter um efeito de causalidade com os resultados obtidos. Um estudo de caso feito em [26] indicou que a mudança nas emissões de CO₂ relacionadas à energia deve-se à interação entre fatores econômicos e técnicos.

Se os índices obtidos se tornarem realidade, o setor de energia brasileiro continuará sendo um dos menos intensivos em carbono, se comparados com o resto do mundo [27]. Os índices obtidos continuam bem abaixo da intensidade média global de emissões de CO₂. O baixo índice de emissões de CO₂ pode estar aliado ao uso de fontes renováveis para geração de energia elétrica [27]. Uma justificativa bastante plausível para o Brasil ocupar essa posição, é a grande utilização da energia hidráulica na sua matriz elétrica (Fig. 1). As hidrelétricas emitem baixos níveis de carbono, tecnologia competitiva em termos de custos e uma fonte de energia renovável [9]. No mundo a intensidade do carbono tende a diminuir a longo prazo, em grande parte como resultado do afastamento da China e de outros países do carvão. O crescimento mundial no uso de fontes de energia eólica, solar e melhorias nas eficiências do processo tem contribuído para redução de CO₂ [23].

E. Custo de Operação US \$ MWh⁻¹

Os índices de preços previstos para os anos 2022 e 2031 nos cenários estabelecidos se mostram menores do que o valor médio ponderado global do LCOE (Levelized Cost of Energy), prevendo um custo competitivo com os países da OCDE e da China [4]. Os custos de operação ficaram entre 47,9 US \$ MWh⁻¹ e 49 US \$ MWh⁻¹ 2022 e para 2031 ficaram entre 45,2 US \$ MWh⁻¹ e 46,6 US \$ MWh⁻¹, abaixo do custo marginal de

operação do sistema interligado nacional dos últimos anos (Fig. 7) [14].

Nos últimos anos o Brasil apresentou oscilações nos custos de operação do sistema interligado nacional (Fig. 7), o crescimento no custo decorreu principalmente devido às estiagens e ao aumento considerável do uso das termelétricas (Fig. 2). O custo de operação tende a diminuir quando se analisa os estados de operação simulados para os anos de 2022 e 2031, visto que a participação das energias renováveis na matriz elétrica brasileira reduz o custo de operação do Sistema Interligado Nacional.

O custo de operação tende a diminuir quando se analisa o estado de geração Norte Seco/carga pesada do ano de 2022 comparado a 2031 (Fig. 7). A participação das energias renováveis na matriz elétrica reduz o custo de operação do Sistema Interligado Nacional. A utilização de fontes renováveis no mundo tende a aumentar consideravelmente até 2050. Isso, aliado à previsão de diminuição do carvão e de fontes não renováveis como petróleo [23] leva a tendência de diminuição do custo da energia elétrica, visto que possuem preços muito competitivos quando comparados às não renováveis.

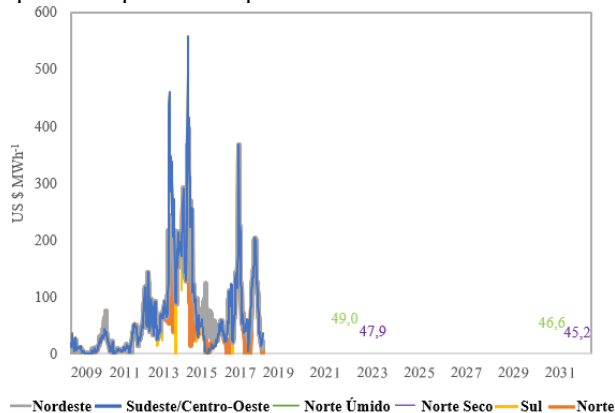


Fig. 7. Custo Marginal de operação

Considerando o longo prazo (2050), no Brasil, a redução do custo de implantação para as fontes eólica offshore e solar fotovoltaica, tendem a diminuir [1], o que pode alterar significativamente a matriz elétrica do país influenciando diretamente no custo de operação. Um exemplo do aumento da viabilidade da geração solar no Brasil pôde ser visto no número de projetos de geração fotovoltaica cadastrados nos últimos leilões de energia do país em 2019, aumentaram significativamente em relação aos últimos anos.

Os cenários futuros podem sofrer alterações de acordo com o tipo de operação que será selecionado pelo Operador Nacional do Sistema elétrico brasileiro. Poderão ser inseridas novas fontes geradoras [6] no Sistema interligado Nacional (SIN) que ainda não foram contratadas nos leilões de energia [22], mas o estudo desse tema é indispensável, visto que mostra a tendência do desenvolvimento das fontes de energia que está acontecendo no país e o impacto dessas usinas no (SIN), detalhando com maior clareza as perspectivas de geração e consumo de energia elétrica.

IV. CONCLUSÃO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) se mostrou fundamental para o suprimento de energia elétrica ao país, visto

que houve intercâmbio entre as regiões no período analisado. A essencialidade é percebida visto que todas as regiões, exceto o Nordeste, são importadoras de energia em algum período do ano, sendo exportadoras em outros. Para o histórico de operação analisado, a demanda de energia elétrica foi maior que a geração nas regiões Sudeste e Nordeste. Comparando 2031 a 2022, a energia total ativa gerada tende a apresentar um acréscimo aproximado na faixa entre 20,7 % e 25,8 %, apresentando uma geração entre 128216 MW e 129853,7 MW, e para demanda um aumento previsto de 24,6% a 24,8%, atingindo 124010 MW.

Os resultados indicam que o planejamento da expansão da geração acompanha o aumento da carga previsto e tende a suprir a demanda de energia elétrica para os anos estudados. Considerando os cenários analisados, a participação das energias renováveis na geração de energia elétrica no Brasil tende a aumentar para o ano de 2022, ficando entre 86,6% a 94,3%. Já para 2031, a tendência é de estabilidade, ficando em torno de 82,6% e 84,7%, semelhante a 2018, que foi de 83,3% [10]. Os índices de emissão de CO₂ obtidos com o estudo ficaram entre 82,6 Kg CO₂ MWh⁻¹ e 92Kg CO₂ MWh⁻¹, e as emissões absolutas por hora de geração para os cenários ficaram entre 4,5 Ton CO₂ h⁻¹ e 10,7 Ton CO₂ h⁻¹. O custo de operação por MWh no Sistema Interligado Nacional (SIN), tende a reduzir para os anos estudados e o estado de geração previsto. Os resultados previstos para os intercâmbios de energia elétrica entre as regiões, nos mostram um comportamento semelhante aos últimos anos, o grande diferencial encontrado foi a exportação de energia do Nordeste para o Sudeste, tendência não encontrada nos últimos 10 anos (Fig. 3). A evolução dos intercâmbios está próxima aos novos limites previstos para 2023 (Tabela II), o que pode sugerir limitações nas transmissões de energia elétrica entre as regiões.

REFERÊNCIAS

- [1] Ministério Minas e Energia. “Plano Nacional de Energia 2050”. Ministério de Minas e Energia, colaboração: Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: EPE, 2018.
- [2] Tolmasquim, M. The energy sector in Brazil: Policy and Perspectives. *Estudos avançados*. v.26. São Paulo. doi:10.1590/S0103-40142012000100017. 2012
- [3] International Energy Agency. “Global Energy e CO₂ Status report. The latest trends in energy and emissions in 2018”. 2019.
- [4] Internacional Energy agency. “World Energy Balances 2019”. Data and statistics. <https://www.iea.org/data-and-statistics>. [Accessed 17 December 2019].
- [5] Apergis N. Payne J.E. Renewable energy consumption and growth in Eurasia. *Energy Econ*. v. 32. 1392-1397 pp. doi: 10.1016/j.eneco.2010.06.001. 2010
- [6] Ministério de Minas e Energia. “Plano Decenal de Expansão de energia 2029”. Secretaria de Planejamento e desenvolvimento energético. 2018.
- [7] Organisation for Economic Co-operation and Development. “Better policies for better lives. Active with Brazil”. 26 p. 2018.
- [8] Braga, B. Flecha, R. Pena, D. Kelman, J. Pacto federativo e gestão de águas. *Estudos avançados*. v.22. doi: 10.1590/S0103-40142008000200003. 2008
- [9] IPCC. *Climate Change 2013: The Physical Science Basis*. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp. ISBN 978-1-107-05799-1 hardback ISBN 978-1-107-66182-0 paperback. 2013
- [10] Agência Nacional de Energia Elétrica. “Banco de Informações da Geração (BIG)”, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2019
- [11] Statistical Review of World Energy. “Contribution to primary energy growth in 2018”. Available in: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical->

review-of-world-energy/primary-energy.html/> Access Date: 01/07/2019. 2019

- [12] International Energy Agency. “International Energy Outlook 2019 with projections to 2050”. Energy Information Administration Office of Energy Analysis U.S. Department of Energy Washington, DC 20585. 2019
- [13] Berman, C. Impasses and Controversies of hydroelectricity. *Estudos Avançados*. vol. 21. 139-154 pp. doi:10.1590/S0103-40142007000100011. 2007
- [14] Operador Nacional do Sistema Elétrico. “Resultados da operação”. Histórico da operação. Operador Nacional do Sistema Elétrico. 2019
- [15] Rocha, G. Anjos, J. Andrade, J. Energy trends and the water-energy binomium for Brazil. *Anais da academia brasileira de ciências*. . vol 87. doi: 10.1590/0001-3765201520140560. 2015
- [16] Empresa de Pesquisa energética. “Dados para simulações Elétricas do SIN”. Empresa de Pesquisa energética. 2019.
- [17] Centro de pesquisas de energia elétrica. “Análise de redes elétricas”. Eletrobras. Centrais elétricas brasileiras. 2019.
- [18] Agência Nacional de Energia Elétrica. “Resultado de leilões de geração”. 2019. <https://www.aneel.gov.br/pt/resultados-de-leiloes> [Accessed 15 December 2019].
- [19] Empresa de Pesquisa Energética. “Nota Informativa – Base de dados de fluxo de potência. Referência – Plano decenal 2019”. Empresa de Pesquisa Energética. 2019
- [20] 41 International hydropower association. “Hydropower status report – sector trends and insights”. pp 28-29 2018. [Accessed 24 May 2019].
- [21] Câmara de comercialização de energia elétrica. “Comercialização”. Câmara de comercialização de energia elétrica. 2019.
- [22] Pereira, A. Costa, R. Costa, C. Marreco, J. Rovere, E. Perspectives for the expansion of new renewable energy sources in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. vol. 23. pp. 49-59 doi: 10.1016/j.rser.2013.02.020. 2013
- [23] Energy Information Administration Office of Energy Analysis U.S. “International Energy Outlook 2019 with projections to 2050”. Department of Energy Washington, DC 20585. 2019
- [24] Ministério da Ciência e da Tecnologia e Inovação. “Fator médio de emissão do Sistema Interligado Nacional do Brasil”. Ministério da Ciência e da Tecnologia e Inovação. Available in: <http://https://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao_corporativos.html> Access Date: 25/07/2019. 2019
- [25] Instituto Brasileiro de Geografia e estatísticas. “Projeção para população brasileira”. Instituto Brasileiro de Geografia e estatísticas. Available in: <[https:// www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/index.html](https://www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/index.html) /> Access Date: 15/09/2019. 2019
- [26] Chong, C. Tan, W. Ting, Z. Liu, P. Ma, L. Li, Z. Ni, W. The driving factors of energy-related CO₂ emission growth in Malaysia: The LMDI decomposition method based on energy allocation analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. vol.115. doi: 10.1016/j.rser.2019.109356. 2019
- [27] International Energy Agency. “Electricity Information 2019 Overview”. International Energy Agency. 2019. Available in: <<https://www.iea.org/statistics/electricity/> /> Access Date: 14/10/2019. 2019



Luiz Inácio Chaves é doutorando em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas, possui mestrado em Energia (2012) pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná. Atualmente é professor do Instituto Federal do Paraná. Tem experiência na área de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas.



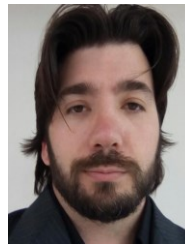
Carlos Alberto Favarin Murari é graduado em Engenharia Elétrica na Modalidade Eletrotécnica pela Universidade Estadual de Campinas (1975), concluiu o Mestrado (1980) e o Doutorado (1986) em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas. Atualmente é Professor da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - UNICAMP, cujo interesse principal em pesquisas é o Planejamento e a Operação da Transmissão e da Distribuição de Energia Elétrica.



Carlos Alberto de Castro Júnior é engenheiro Eletricista e Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), respectivamente em 1982 e 1985, Doctor of Philosophy pela Arizona State University, AZ, EUA, em 1993. Foi docente da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação (FEEC) da (UNICAMP) de 1983 a 2019. Seu interesse principal é em Sistemas Elétricos de Potência, principalmente estabilidade de tensão, operação e segurança de sistemas de potência, métodos de fluxo de carga, e sistemas de transmissão e distribuição.



Marcelo José da Silva é professor Adjunto A na Universidade Federal do Paraná (UFPR). Possui graduação em Engenharia Agrícola pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná (2011), Mestrado e Doutorado em Engenharia Agrícola pela Universidade Estadual de Campinas, na área de Máquinas Agrícolas, com atuação em projetos e otimizações de Máquinas Agrícolas.



Marcelo Nanni possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná (2006) e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2009). Atualmente é Professor de Engenharia Eletrônica na UTFPR. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Transmissão de Energia Elétrica e distribuição de Energia Elétrica.



Pedro de Assis Sobreira Júnior é engenheiro Eletricista (2009) e Mestre em Engenharia Elétrica (2011) pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Durante esse período trabalhou como pesquisador em diversos projetos no Núcleo de Automação e Eletrônica de Potência (NAEP) da Faculdade de Engenharia Elétrica da UFJF. Também é membro do Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos (IEEE) e profissional registrado no Conselho Brasileiro de Engenharia (CREA / COFEA).



Samuel Nelson Melegari de Souza possui graduação em Engenharia Mecânica pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho - UNESP-Campus de Guaratinguetá - SP, em 1991, Mestrado em Engenharia Mecânica pela UFU-DEM, em 1994, e o Curso de Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos pela UNICAMP-FEM, em 1998. Atua como professor permanente no Programa de Pós Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura-PPGEA-UNIOESTE desde 2010.



Carlos Eduardo Camargo Nogueira possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina, graduação em Engenharia Agrícola pela Universidade Federal de Viçosa, mestrado em Engenharia Agrícola pela UFV e doutorado em Engenharia Elétrica pela UFSC. Atualmente é Professor da Universidade Estadual do Oeste do Paraná, atuando principalmente nos seguintes temas: otimização de sistemas energéticos, energização rural, sustentabilidade energética, auditoria energética e segurança do trabalho.