

MODELAGEM DE SISTEMAS ALTAMENTE RENOVÁVEIS: INTEGRAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA E SOLAR NO BRASIL EM 2050

Paula Conde Santos Borba – paula.borba@inpe.br

André Rodrigues Gonçalves

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, LABREN

Fernando Ramos Martins

Universidade Federal de São Paulo, Campus Baixada Santista

Rodrigo Santos Costa

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, LABREN

7.1. Estratégias e políticas para energias renováveis

Resumo. Este estudo investigou soluções para o sistema elétrico considerando a demanda de 2050 e utilizando modelos de sistemas de energia que visam a minimização de custos. Aspectos físicos como a disponibilidade de área foram consideradas, além da inclusão de séries temporais de alta resolução. Os resultados obtidos indicam que a capacidade instalada no Brasil até 2050 deve variar entre 353 a 428 GW a depender do ano climático considerado, com uma predominância de parques eólicos e solares. No que tange à capacidade eólica, o estudo apresenta uma média que varia de 147 a 192 GW. Em relação à energia solar, os números variam entre 57 a 75 GW. Os resultados apontam que a maior parte da capacidade instalada de energia solar se concentra em São Paulo, seguido por Minas Gerais, Bahia e Rio de Janeiro, estados com grande demanda elétrica. O estudo também enfatiza a necessidade de diversidade tecnológica e espacial para garantir a segurança energética, destacando que não há um único caminho tecnológico para atingir sistemas altamente renováveis. A energia eólica é considerada a mais competitiva em termos de custo nivelado, devido a sua geração mais constante em comparação com os parques solares, porém, enfrenta desafios sazonais que são compensados com a energia solar.

Palavras-chave: Energia solar, Energia eólica, Sistema elétrico.

1. INTRODUÇÃO

O desafio do século XXI é desenvolver um sistema energético mais sustentável, capaz de garantir o fornecimento de energia em um mundo com restrições de emissões de carbono (Bridge *et al.*, 2013). As energias renováveis têm sido uma das soluções para enfrentar o problema global das mudanças climáticas (Saganeiti *et al.* 2020) e também para cumprir os compromissos estabelecidos no Acordo de Paris na redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) no setor energético.

O segundo desafio que o setor elétrico enfrenta é a capacidade de projetar uma expansão do sistema de forma sustentável até 2050 para atender à demanda futura de eletricidade, que deverá ser 2,8 vezes maior do que em 2019. Para isso, é crucial compreender o potencial individual de expansão das tecnologias no Brasil, considerando aspectos socioambientais, possíveis conflitos e competitividade. Além disso, promover um sistema com segurança de suprimento é fundamental para evitar apagões massivos e elevados custos sociais e econômicos (Min *et al.*, 2018).

Embora as usinas hidrelétricas sejam altamente eficientes e tenham baixos custos de operação e manutenção (Dranka e Ferreira, 2018), sua expansão ainda é incerta. Primeiro, porque existe a dificuldade de estabelecer segurança energética devido ao aumento da frequência de eventos extremos de seca e, em segundo lugar, há um impacto negativo no meio ambiente, principalmente associado aos grandes reservatórios e barragens. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) apontou 52 GW de potencial hidráulico que ainda não foi explorado, principalmente na bacia Amazônica e Tocantins-Araguaia. No entanto, 77% desse potencial está em áreas protegidas ou em território indígena. Além disso, a maioria dos projetos na bacia Amazônica deverão ser a fio d'água (Corrêa da Silva *et al.*, 2016), que possui capacidade de armazenamento limitada e poderá sofrer impactos mais expressivos devido às alterações climáticas se comparado com outros tipos de empreendimentos.

Diante das barreiras de expansão do principal recurso brasileiro atualmente, já existe um grande número de novas instalações eólicas e solares, recursos também muito abundantes no Brasil. Porém, a integração de novas fontes renováveis variáveis no sistema existente é de grande complexidade devido à natureza flutuante dos recursos. A demanda também é variável, exigindo sinergia temporal e espacial simultânea entre tecnologias e localizações para garantir a segurança energética (Zeyringer, 2018).

A dificuldade torna-se ainda maior no planejamento a longo prazo, uma vez que espera-se um aumento considerável da demanda até 2050 no Brasil (EPE, 2020). Tal aumento exigirá uma expansão da capacidade instalada significativa. A expansão massiva dos parques eólicos e solares e de outras infraestruturas (por exemplo, estradas e linhas de transmissão) exige uma grande extensão territorial, o que também pode trazer problemas sociais como conflitos de uso de terras com as comunidades locais (Brannstrom *et al.*, 2017) e problemas ambientais como a perda da biodiversidade ao interferir nos ecossistemas locais (Guan, 2023).

Os modelos de sistemas energéticos baseados em otimização são métodos para orientar os caminhos de descarbonização e a inserção de tecnologias renováveis no sistema elétrico. Porém, existem lacunas nos estudos em que a sazonalidade ao longo do ano das energias renováveis não são capturadas, levando a uma simplificação excessiva dos sistemas energéticos, e/ou a variabilidade interanual é desconsiderada, o que pode levar a resultados baseados em anos climáticos atípicos. Além disso, a maioria dos estudos concentra-se em soluções de engenharia usando séries temporais de recursos específicos de localização, assumindo (implicitamente) disponibilidade ilimitada de terras (Wang *et al.*, 2020).

Este trabalho preenche estas lacunas ao explorar soluções ótimas (menor custo para o sistema) para o caso brasileiro através de um modelo espacialmente explícito, indicando a quantidade de capacidade instalada por zona considerada e em altíssima resolução temporal. Por fim, o estudo responde três principais perguntas de pesquisa: (1) Qual o arranjo do sistema ótimo (menor custo possível) em 2050 considerando 20 anos de dados climáticos? (2) Qual o efeito da variabilidade dos custos no sistema ótimo considerando custos de parques eólicos e solares conservadores (alto), moderados (médio) e avançados (baixos)? (3) Quais são os custos nivelados de energia para 2050 dos parques eólicos e solares?

2. MÉTODOS

Para responder as perguntas de pesquisa quantitativamente, foi criado um modelo do sistema energético que visa minimizar os custos totais. A modelagem foi feita utilizando a ferramenta de código aberto Calliope com dados de entrada públicos.

2.1 Modelagem e cenários

Calliope é uma ferramenta de modelagem energética de código aberto baseada em otimização linear (Pfenninger, S. e Pickering, B., 2018) com a função objetivo de minimizar o custo total do sistema. Trata-se de uma ferramenta flexível e que permite ao usuário criar diferentes cenários dado um conjunto de restrições em diferentes dimensões como energéticas, espaciais e econômicas. Além disso, o Calliope é particularmente adequado para sistemas altamente dependentes de energias renováveis, pois sua estrutura pode acomodar a variabilidade dos recursos por meio de dados temporais e espaciais (Fig. 1). Para este estudo, foi adotada uma resolução temporal de 3 horas, o que é considerado uma abordagem de altíssima resolução para a análise de sistemas elétricos em escala macro. Os cenários foram rodados utilizando o solver Gurobi (Gurobi, 2023) e o DelftBlue, supercomputador da universidade de Delft.

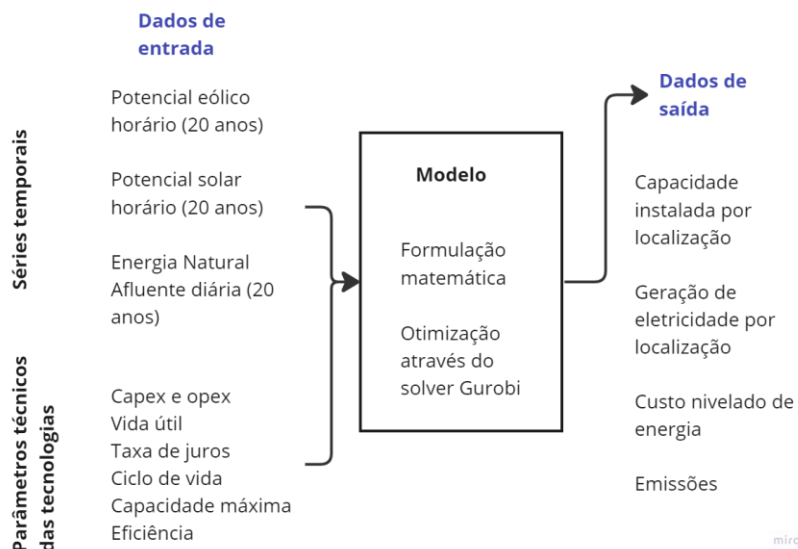


Figura 1 – Fluxograma dos dados de entrada e saída do modelo utilizado.

Foram considerados três cenários que exploram o impacto dos custos de usinas fotovoltaicas centralizadas e parques eólicos no sistema elétrico brasileiro. Os cenários de custo são baseados em valores destas tecnologias para 2050 fornecidos pela National Renewable Energy Laboratory (NREL, 2023). A Tab. 01 indica o Capex (Custos de Investimento) e Opex (Custos de Operação) considerados para cada cenário.

Tabela 1 – Cenários e valores de Capex e Opex considerados para os parques solares e parques eólicos em 2050.

Cenário	Tecnologia	Capex (US\$/MW)	Annual Opex (US\$/MWh)
Conservador	Parque solar	800.000	16.000
Moderado		610.000	13.000
Avançado		503.000	12.000
Conservador	Parque eólico	1.102.000	64.000
Moderado		924.000	54.000
Avançado		850.000	49.000

Todos os cenários são rodados para um ano completo. Para este estudo, 20 anos de dados meteorológicos e de demanda são considerados, totalizando 60 cenários.

Todas as tecnologias de geração em grande escala em nosso modelo foram incluídas. Para tecnologias convencionais e maduras, como usinas hidrelétricas e centrais térmicas de ciclo combinado (gás natural), foram assumidos os custos fornecidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para o PNE (EPE, 2020). No entanto, não foi considerada a expansão hidrelétrica, uma vez que a maior parte do potencial inexplorado está na bacia amazônica e pode provocar conflitos ambientais e sociais. O preço do combustível para gás natural representa o valor médio da faixa de custo, também divulgado pela EPE. Para eletrolisadores e armazenamento de hidrogênio, foram utilizados como referência os custos estimados em Armijo e Philibert (2020). Para parques eólicos offshore, foram utilizados os resultados de custos elaborados por Borba *et al.* (2023).

O custo nivelado de energia (em inglês, “Levelized Cost of Electricity” – LCOE) é uma ferramenta útil para avaliar a viabilidade econômica de projetos de geração de energia, bem como para comparar diferentes fontes de energia entre si. No contexto da transição energética, o LCOE é um indicador importante para avaliar o potencial de crescimento das fontes de energia renováveis e é calculado através da Equação 1:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

em que I_t representa o investimento inicial no ano t (capex), M_t representa os custos de manutenção e operação no ano t (opex), r é a taxa de juros (considerada 10%) e n é a vida útil da tecnologia.

2.2 Área disponível

O uso da terra é um fator chave na determinação de restrição para área disponível máxima para tecnologias que requerem grandes áreas e podem ter impacto nas atividades humanas ou nos ecossistemas naturais. Em termos de energia e modelagem, a área máxima multiplicada pela densidade de potência (MW/km²) representa a capacidade máxima que cada região poderá comportar independente do potencial de geração.

Utilizando QGIS, uma ferramenta aberta para dados georreferenciados, foram excluídas áreas protegidas por lei, florestas públicas, rios, lagos e territórios indígenas, pois têm um papel conhecido na conservação e mitigação das mudanças climáticas, critérios baseados no estudo de Letourneau (2015), (Fig. 2). Além disso, considerou-se um *buffer* de 2 km ao redor destas áreas (Latinopoulos e Kechagia, 2015). Também foram excluídas as áreas urbanas adicionando outros 0,5 km. Este primeiro critério aplica-se a todos os cenários devido à inelegibilidade legal para implantações em grande escala.

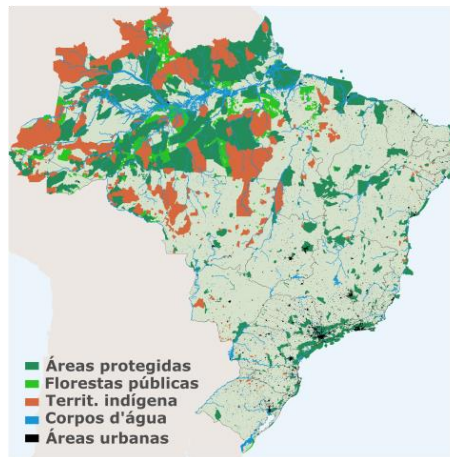


Figura 2 – Mapa das áreas excluídas em razão de restrição do uso da terra para a geração centralizada de eletricidade.

Na modelagem, os territórios excedentes foram divididos em 72 zonas, as quais são considerados nós e agregam os dados de entrada como as características meteorológicas e técnicas.

2.3 Séries temporais

Foram simulados 20 anos (2000 a 2019) de dados horários de geração de energia eólica e energia solar por meio de dados de reanálise do MERRA-2, extraídos do Renewables.Ninja (Pfenninger e Staffell, 2016). Adotou-se uma resolução espacial de $0,5^\circ \times 0,625^\circ$ (latitude x longitude) para a simulação eólica e solar para toda a extensão do território brasileiro. Posteriormente, as séries temporais foram agregadas em zonas pré-estabelecidas.

Para representar a disponibilidade hídrica em todas as hidrelétricas e reservatórios do Brasil, foram utilizados dados hídricos de Energia Natural Afluyente fornecidos pelo ONS. Para capturar o efeito cascata e a intercambialidade dos recursos hídricos, as usinas hidrelétricas foram agrupadas por bacia. Além disso, a série temporal de hidrelétricas foram divididas em fio d'água e reservatório com base na capacidade instalada de ambas as tecnologias.

A demanda bruta considerada para 2050 é fornecida no Plano Nacional de Energia da EPE. Esta demanda foi combinada com a curva de demanda horária de 20 anos do Operador Nacional do Sistema (ONS, 2020) e então, foram obtidas a demanda horária para 2050, baseada no comportamento histórico entre 2000 e 2019.

3. RESULTADOS

Esta seção mostra resultados das configurações dos sistemas ótimos, bem como a geração e particularidades de cada estado para o caso da energia solar. Por fim, os resultados obtidos de custo nivelado de energia para diferentes cenários são indicados.

3.1 Expansão da capacidade instalada para 2050

A metodologia empregada aponta que a capacidade instalada total é expandida para 353-428 GW em 2050, a qual está em função da variabilidade anual climática e do nível de custos considerado. Em todos os cenários, a geração de energia está concentrada principalmente da energia renovável. Os parques eólicos representam entre 38% a 50% do sistema, enquanto os parques solares centralizados variam entre 12% e 28%. Outras tecnologias como hidrelétricas, nucleares, térmicas a gás natural e hidrogênio verde correspondem a porcentagem restante do sistema elétrico.

A Fig. 3 mostra a distribuição dos percentis estatísticos da capacidade instalada de parques eólicos onshore e geração fotovoltaica considerando os três cenários de custos para estas tecnologias e 20 anos de dados meteorológicos. Observou-se que a dinâmica da expansão das renováveis através da variação dos custos nem sempre é trivial. Por exemplo, verificou-se que a menor mediana da capacidade instalada de eólica onshore ocorreu no cenário avançado (menor custo) e não no cenário conservador (maior custo) como o esperado. Isto aconteceu pois a geração eólica perdeu a competitividade para geração fotovoltaica, ainda que a última tenha menor participação no sistema.

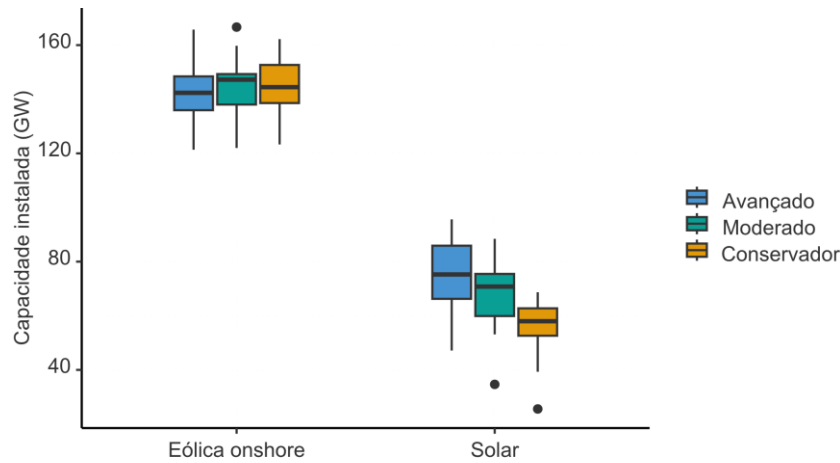


Figura 3 – Box plots da capacidade instalada em geração fotovoltaica e eólica onshore considerando a variabilidade climática observada no período entre 2000 e 2019 para os 3 cenários de custos avaliados no estudo.

O segundo fator observado é a maior dispersão da capacidade instalada em geração solar como consequência da variabilidade interanual dos dados. A Tab. 2 indica a mediana e a distância interquartil para cada cenário e tecnologia. Enquanto as eólicas tiveram uma distância interquartil padrão entre 11 e 14 GW, a solar variou de 13 a 20 GW. Cabe ressaltar, que esta maior variabilidade já era esperada, uma vez que as horas de geração são reduzidas (não há geração solar noturna), além da influência intrínseca da nebulosidade na modulação da irradiação solar na superfície ao longo dos dias.

Tabela 2 – Valores de mediana e desvio padrão para capacidade instalada de parques eólicos e solares a partir da análise de 20 anos de dados climáticos.

Cenário	Tecnologia	Mediana (GW)	Distância interquartil (GW)
Conservador	Parque solar	58	13
Moderado		71	16
Avançado		75	20
Conservador	Parque eólico	144	14
Moderado		147	11
Avançado		142	12

A Fig. 4 indica a distribuição dos geração fotovoltaica centralizada por estado brasileiro para o cenário moderado. São Paulo (SP) apresentou a maior capacidade instalada com cerca de 25 GW, seguido pela Bahia (BA) com 18 GW e Minas Gerais (MG) com 17 GW instalados. Os resultados também indicaram a influência da demanda energética no processo de otimização e minimização de perdas e custos, isto é, a maior capacidade instalada não está necessariamente nas áreas com maior potencial, pois os fatores de sazonalidade, curva de carga e distância dos centros consumidores (perdas) são também relevantes para determinar a solução ótima. A Fig. 5 mostra a área necessária para a instalação dos empreendimentos solares por estado. Considerando uma densidade de potência de 79 MWp/km², a área total para o Brasil seria de 2.050 km², sendo São Paulo o estado que demandaria maior área e totalizando 300 km² dedicados a geração fotovoltaica.

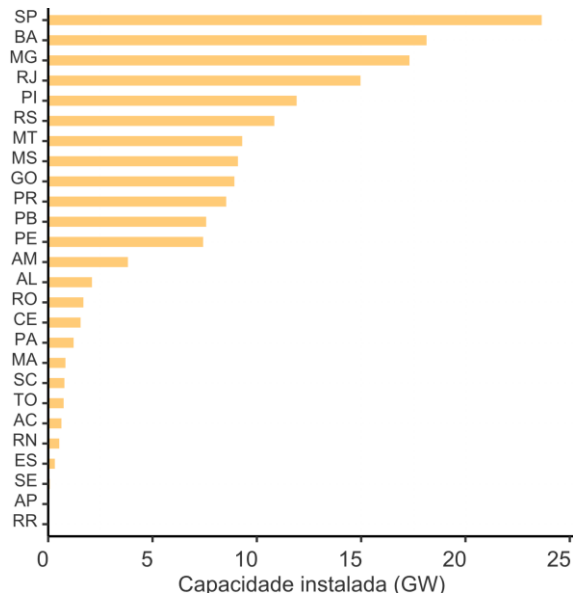


Figura 4 – Capacidade instalada de parques solares por estado.

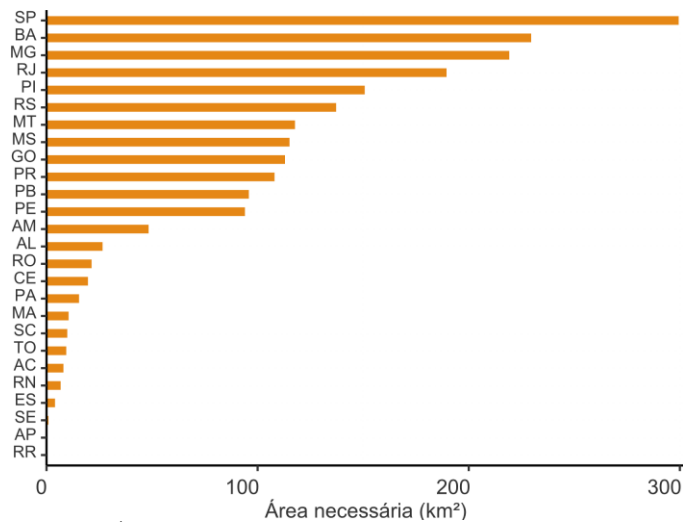


Figura 5 – Área necessária para a instalação dos parque solares..

3.2 Ciclo anual de geração eólica e solar

A Fig. 6 indica o ciclo anual da geração diária de energia eólica e solar em 2050. O sistema se beneficia de recursos hídricos e eólicos complementares. Na estação seca (de Junho a Setembro na maior parte do Brasil), o potencial eólico é maior, enquanto a sua produção reduzida na estação chuvosa é complementar à hidroeletricidade. A energia solar também funciona como uma fonte complementar, principalmente na estação chuvosa, em que a demanda é maior e a velocidade do vento menor. A geração solar total do sistema é reduzida durante a estação seca, porém a segurança energética não é prejudicada devido a abundante geração eólica neste período.

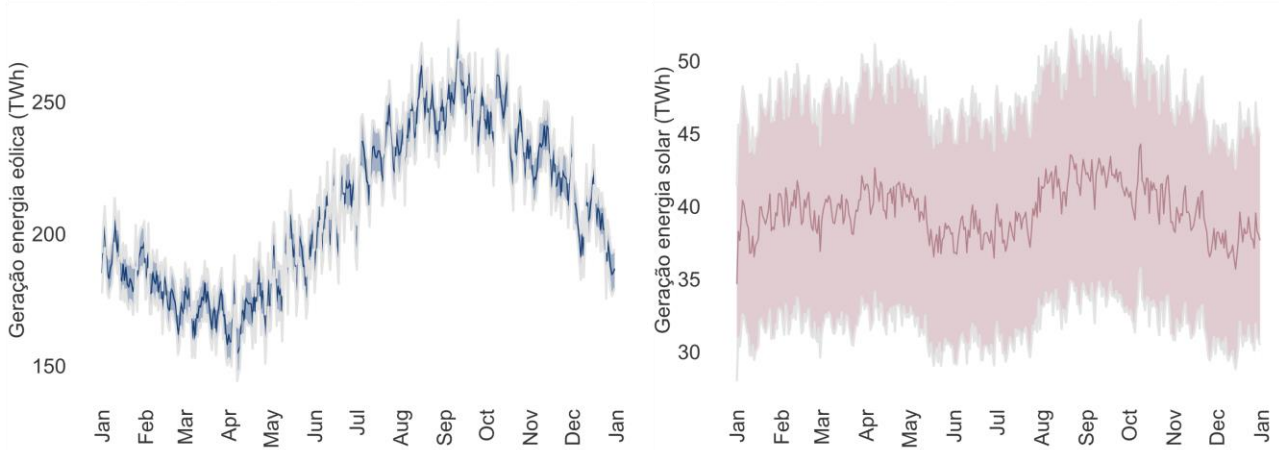


Figura 6 – Ciclo anual da geração diária média de energia eólica (esquerda) e geração diária de energia solar (direita) entre 2000 e 2019. A linha mais escura representa a média dos 20 anos e o a cor mais clara indica extremos máximos e mínimos destes anos.

A Fig. 7 mostra o ciclo anual da geração diária de energia solar separada por estado. Observa-se que apesar de alguns estados apresentarem um perfil de geração diferente do perfil indicado na Fig. 6, ele não interfere na característica sazonal de menor disponibilidade de energia solar na estação seca. Isto ocorre devido a grande capacidade instalada em estados do Sudeste e Sul, com predominância de geração no verão.

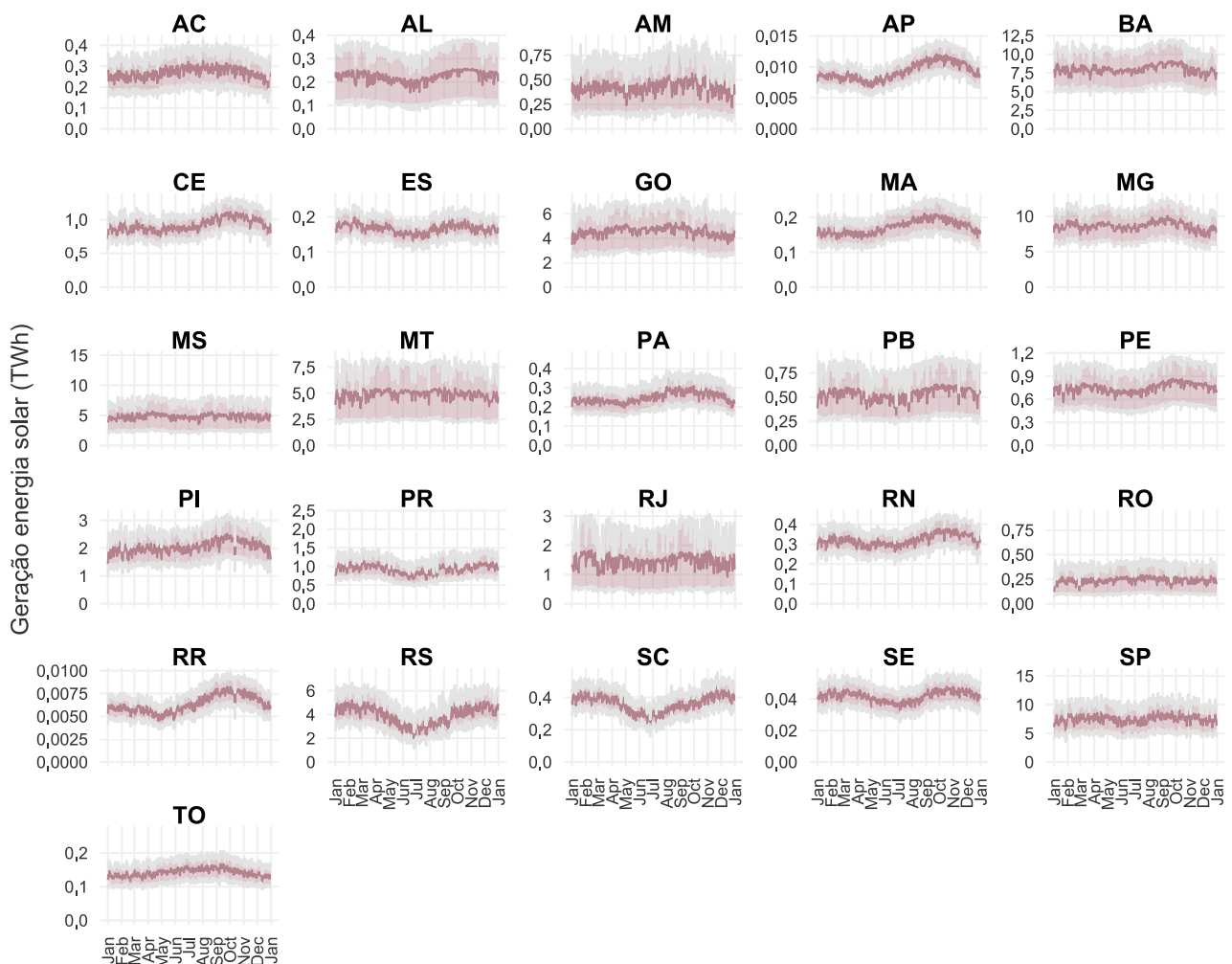


Figura 7 – Ciclo anual da geração diária de energia solar em 2050 por estado. A linha mais escura representa a média de dados climáticos históricos de 20 anos e o a cor mais clara indica extremos máximos e mínimos destes anos.

3.3 Custo nivelado de energia e fator de capacidade

O custo nivelado de energia de parques eólicos é inferior ao custo nivelado de energia solar durante um ano (Fig. 8). A mediana do custo de energia solar para o cenário conservador é o mais alto entre os observados, totalizando 63.5 US\$/MWh. O custo cai para 47 e 42 US\$/MWh nos cenários moderado e avançado, respectivamente. Para parques eólicos, a mediana no cenário conservador é 45 US\$/MWh e diminui para 38 (moderado) e 35 US\$/MWh (avançado).

Dentre a série histórica observada, há anos com maior ou menor disponibilidade dos recursos energéticos. Enquanto o fator de capacidade total dos parques eólicos apresenta uma variação em 13%, o fator de capacidade dos parques solares variou apenas em 3% durante o ano. Isto explica a maior distância interquartil para os cenários de energia eólica.

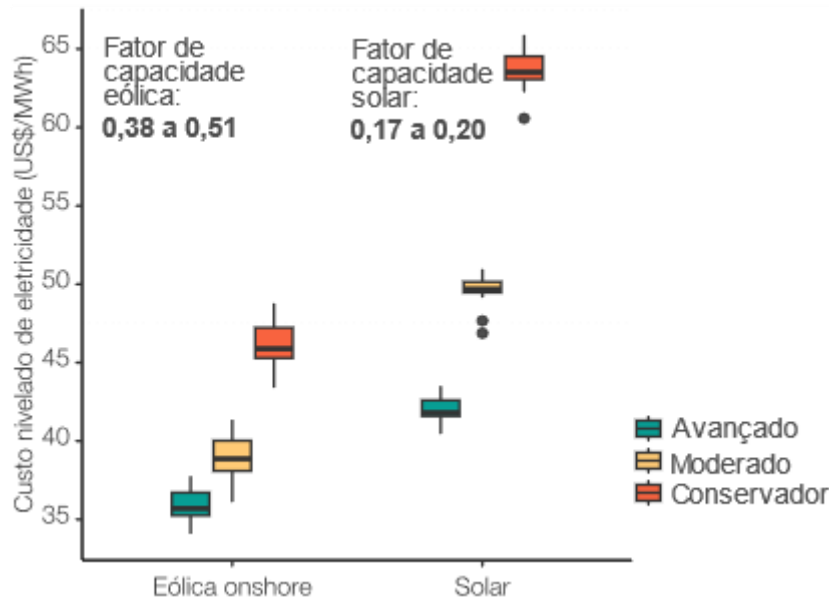


Figura 8 – Boxplots do custo nivelado de energia eólica e solar em diferentes cenários e considerando 20 anos de dados climáticos.

3.4 DISCUSSÃO E CONCLUSÃO

Este estudo investigou as soluções para o sistema elétrico de longo prazo por meio de um modelo de otimização baseado na minimização do custo total do sistema elétrico.

Os resultados indicam a capacidade instalada de 353 a 428 GW até 2050, composta majoritariamente por parques eólicos e solares. Estes resultados estão consistentes com estimativas publicadas pela EPE no Plano Nacional de Energia 2050, que indica a capacidade do sistema entre 383 a 513 GW. A EPE também estima uma capacidade eólica que varia de 110 a 195 GW enquanto os resultados deste estudo situam-se no intervalo de 147 a 192 GW. Para energia solar, resultados da EPE variam de 27 a 90 GW e os dados obtidos neste estudo variam de 57 a 75 GW.

A solução ótima encontrada distribui a maior parte da capacidade instalada solar no estado de São Paulo (SP), seguido por Minas Gerais (MG), Bahia (BA) e Rio de Janeiro (RJ), que também são grandes consumidores. A área demandada para a instalação de parques solares totaliza 2.050 km², o que representa uma porção de apenas 0.041% da disponibilidade territorial para parques fotovoltaicos. Rio de Janeiro foi estado com maior uso relativo à área disponível, apresentando uma ocupação por painéis solares de 0.75%, seguido pela Paraíba (0.18%) e São Paulo (0.15%). Para outros estados foram obtidos valores inferiores a 0.11%. Apesar da área bruta não ser significativa, conflitos por terra podem surgir, especialmente se a instalação demandar obras de infraestrutura como linhas de transmissão, estradas e subestações, e se já houver alguma atividade econômica local estabelecida. Além disso, o planejamento espacial é essencial para evitar a fragmentação de ecossistemas naturais e perda da biodiversidade.

Um ponto importante para a discussão sobre sistemas altamente renováveis é que não existe um único caminho tecnológico para alcançá-los. Para garantir a segurança energética, é preciso de uma diversidade tecnológica e espacial, de forma a complementar as diferentes fontes de energia renovável. A energia eólica apresentou um custo nivelado de energia inferior às instalações fotovoltaicas, pois sua geração é mais constante. Energia eólica para 2050 teve um custo nivelado US\$ 38 por MWh (cenário moderado), enquanto energia solar apresentou um custo médio de US\$ 47 por MWh. Cabe ressaltar que a produção de energia eólica sofre uma redução significativa durante a estação chuvosa, que também é um período de alta demanda elétrica, justificando a inclusão de tecnologias com LCOE superior para o equilíbrio do sistema.

É importante também mencionar, que apesar dos modelos de sistemas de energia de otimização indicarem soluções ótimas, existem inúmeras configurações possíveis próximas às alternativas ótimas, isto é, próximas ao menor custo

possível. Uma vez que o modelador permita a relaxação dos custos em, por exemplo, 5% da resposta ótima, abre-se um leque de opções de configurações para o sistema elétrico, podendo incorporar vantagens e ganhos não considerados na modelagem para o menor custo. Por exemplo, parques eólicos offshore não foram parte da solução ótima, apesar de terem sido considerados. No entanto, algumas sinergias poderiam favorecer o desenvolvimento desta tecnologia, como a procura internacional de hidrogênio verde e o aproveitamento da expertise da indústria brasileira de gás e petróleo em águas profundas. A mesma ideia também é válida para sistemas de energia solar descentralizados, que apresentam menor perda na rede, além de ser mais acessível para a população quando comparado a grandes obras de infraestrutura. Contudo, a representação de eventuais incentivos e vantagens não monetárias tornam-se difícil em uma modelagem como esta. Trabalhos futuros devem analisar cenários específicos para estes casos para estimar a contribuição desta tecnologia para o sistema elétrico.

Este estudo apresenta algumas limitações que serão investigadas em trabalhos futuros. Por exemplo, foi considerada a demanda futura estimada pela EPE, porém, o cenário ainda é conservador e apresenta uma certa resistência em incluir sistemas mais eletrificados e menos dependentes de combustíveis fósseis. Investigar cenários alternativos, principalmente os altamente eletrificados, possibilita a visão de um sistema que demandará uma produção de energia elétrica muito maior do que as apresentadas neste trabalho.

Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

REFERÊNCIAS

- Armijo, J.; Philibert, C. , 2020. Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of Chile and Argentina. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, n. 3, p. 1541–1558,. ISSN 0360-3199.
- Borba, P. C. S.; Sousa, W. C.; Shadman, M.; Pfenninger, S., 2023. Enhancing drought resilience and energy security through complementing hydro by offshore wind power—the case of Brazil. *Energy Conversion and Management*, v. 277, p. 116616. ISSN 0196-8904.
- Brannstrom, C.; Gorayeb, A.; De Sousa Mendes, J.; Loureiro, C.; Meireles, A. J. De A.; Silva, E. V. Da; Freitas, A. L. R. De; Oliveira, R. F. de., 2017. Is Brazilian wind power development sustainable? Insights from a review of conflicts in Ceará state. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 67, p. 62–71. ISSN 1364-0321.
- Bridge, G.; Bouzarovski, S.; Bradshaw, M.; Eyre, N. , 2013 Geographies of energy transition: Space, place and the low-carbon economy. *Energy Policy*, v. 53, p. 331–340. ISSN 0301-4215.
- Corrêa da Silva, R.; de Marchi Neto, I.; Silva Seifert, S. , 2016. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 59, p. 328–341. ISSN 1364-0321.
- Dranka, G. G.; Ferreira, P. Planning for a renewable future in the Brazilian power system, 2018. *Energy*, v. 164, p. 496–511. ISSN 0360-5442.
- EPE, 2020. Plano Nacional de Energia 2050. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227-/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>.
- Guan, J., 2023. The impact of onshore wind farms on ecological corridors in Ningbo, China. *Environmental Research Communications*, IOP Publishing, v. 5, n. 1, p. 015006..
- Gurobi Optimization, LLC. Gurobi Optimizer Reference Manual. 2023. Disponível em: <https://www.gurobi.com>
- Ferreira, L.; Otto, R.; Silva, F.; De Souza, S.; De Souza, S.; Ando Junior, O. 2018. Review of the energy potential of the residual biomass for the distributed generation in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 94, p. 440–455. ISSN 1364-0321.
- Latinopoulos, D.; Kechagia, K., 2015. A GIS-based multi-criteria evaluation for wind farm site selection. a regional scale application in Greece. *Renewable Energy*, v. 78, p. 550 – 560.
- Le Tourneau, F.-M., 2015 The sustainability challenges of indigenous territories in Brazil’s Amazonia. *Current Opinion in Environmental Sustainability*, v. 14, p. 213–220, open Issue. ISSN 1877-3435.
- Min, D.; Ryu, J. Hyun; CHOI, D. G., 2018. A long-term capacity expansion planning model for an electric power system integrating large-size renewable energy technologies. *Computers Operations Research*, v. 96, p. 244–255. ISSN 0305-0548.
- NREL. 2023 Annual Technology Baseline (ATB) Cost and Performance Data for Electricity Generation Technologies. 2023. <https://data.openai.org/submissions/4129>. [Online; acesso em 24-Ago-2023]
- ONS. Data: Carga e geração. 2019. [Http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/carga-e-geracao](http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/carga-e-geracao). [Online; acesso 24-Mar-2022].
- ONS. Curva de carga horária. 2020. http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx. [Online; acesso 08-Jun-2020].
- Pfenninger, S.; Pickering, B., 2016 Calliope: a multi-scale energy systems modelling framework. *Journal of Open Source Software*, The Open Journal, v. 3, n. 29, p. 825, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.21105/joss.00825>.

- Pfenninger, S.; Staffell, I., 2017. Long-term patterns of european pv output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy*, v. 114, p. 1251–1265.
- Saganeiti, L.; Pilogallo, A., 2020. Faruolo, G.; Scorza, F.; Murgante, B. Territorial fragmentation and renewable energy source plants: Which relationship? *Sustainability*, v. 12, n. 5.. ISSN 2071-1050.
- Wang, N.; Verzijlbergh, R. A.; Heijnen, P. W.; Herder, P. M., 2020.. A spatially explicit planning approach for power systems with a high share of renewable energy sources. *Applied Energy*, v. 260, p. 114233. ISSN 0306-2619.
- Zeyringer, M., 2018. Designing low-carbon power systems for Great Britain in 2050 that are robust to the spatiotemporal and inter-annual variability of weather. *Nature Energy*, v. 3, p. 2058–7546

MODELLING HIGHLY RENEWABLE SYSTEMS: INTEGRATION OF WIND AND SOLAR ENERGY IN BRAZIL IN 2050

Abstract. *This study investigated solutions for the power system considering the demand for 2050 and using energy system models that minimize costs. Physical aspects such as the available area were considered, in addition to the inclusion of high-resolution time series. The results obtained indicate that the installed capacity in Brazil until 2050 varies between 353 and 428 GW depending on the weather year considered, with a predominance of wind and solar farms. Regarding wind capacity, the study presents an average that varies from 147 to 192 GW. For solar energy, the numbers vary between 57 and 75 GW. The results indicate that most of the installed solar energy capacity is concentrated in São Paulo, followed by Minas Gerais, Bahia and Rio de Janeiro, states with high electricity demand. The study also emphasizes the need for technological and spatial diversity to ensure energy security, highlighting that there is no single technological path to achieving highly renewable systems. Wind energy is considered the most competitive in terms of levelized cost, due to its more constant generation compared to solar parks, but it faces seasonal challenges that are offset by solar energy.*

Keywords: *Solar Energy, Wind Energy, Power systems*