Desenvolvimento de uma Metodologia Inovadora Integrando Complementaridade entre Fontes Energéticas e Ciência de Dados na Análise de Fluxo de Potência

Paulo V. S. Dias*, Maurilio Q. S. Dias*, Washington A. Neves**

**Mestrando em Engenharia Elétrica, PPgEE/CEEI/UFCG, Campina Grande, Paraíba, Brasil (e-mail: paulo.dias@ee.ufcg.edu.br, maurilio.filho@ee.ufcg.edu.br). **Professor, Departamento de Engenharia Elétrica, PPgEE/CEEI/UFCG, Campina Grande, Paraíba, Brasil (e-mail: waneves@dee.ufcg.edu.br).*

Abstract: This article presents an innovative methodology for analyzing power flow and assessing the impacts of wind and solar generation on the transmission network of the National Interconnected System (SIN). The proposed approach combines security region simulations with historical data on capacity factors, taking into account the correlation between this data and the intermittent characteristics of these sources. A case study was conducted in the states of Rio Grande do Norte and Ceará to demonstrate the robustness of the methodology in the face of variations in the generation of wind and solar plants. In addition to providing insights into the exposure time to overloads in the electrical network equipment and quantifying possible energy constraints of the plants, the proposed methodology offers valuable support for studies of Special Protection Systems (SPS), among other benefits.

Resumo: Este artigo apresenta uma metodologia inovadora para analisar o fluxo de potência e avaliar os impactos da geração eólica e solar na rede de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN). A abordagem proposta combina simulações de regiões de segurança com dados históricos de fatores de capacidade, levando em conta a correlação entre esses dados e as características de intermitência dessas fontes. Um estudo de caso foi realizado nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará para demonstrar a robustez da metodologia diante das variações na geração de usinas eólicas e solares. Além de proporcionar *insights* sobre o tempo de exposição a sobrecargas em equipamentos da rede elétrica e quantificar possíveis restrições de energia das usinas, a metodologia proposta oferece subsídios valiosos para estudos de Sistemas Especiais de Proteção (SEP), entre outros benefícios.

Keywords: Electrical Planning; Power Flow; Intermittent Sources; Security Region; Historical Data.

Palavras-chaves: Planejamento Elétrico; Fluxo de Potência; Fontes Intermitentes; Região de Segurança; Dados Históricos.

1. INTRODUÇÃO

A expansão contínua das fontes de energia renovável, como a geração eólica e solar, desempenha um papel crucial na transição para um sistema elétrico mais sustentável e com baixas emissões de carbono. No entanto, a integração em larga escala dessas fontes de energia intermitentes de forma centralizada apresenta desafios significativos para a operação e planejamento da malha de transmissão do (SIN). Avaliar os impactos dessas fontes de energia na malha de transmissão é fundamental para garantir o escoamento seguro e eficiente da energia gerada, minimizando a ociosidade da infraestrutura atual e/ou planejada.

Neste contexto, este artigo apresenta uma nova metodologia para realizar estudos de fluxo de potência de energia elétrica, com o objetivo de avaliar os impactos da geração eólica e solar na malha de transmissão do SIN. A metodologia proposta combina recursos computacionais de regiões de segurança estática (fluxo de potência) com dados históricos de fatores de capacidade das usinas eólicas e solares, permitindo uma análise abrangente e precisa dos impactos dessas fontes de energia na infraestrutura de transmissão.

A metodologia apresentada pode ser aplicada tanto em estudos offline, como os de curto, médio e longo prazo, quanto em análises em tempo real (online), realizadas em sala de controle do ONS.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

As análises de fluxo de potência desempenham um papel fundamental na análise e planejamento de sistemas elétricos de potência. Essas análises visam descrever a transferência de potência ativa e reativa entre diferentes partes de uma rede elétrica, proporcionando informações essenciais sobre as tensões e os carregamentos em equipamentos do sistema de transmissão de energia elétrica (GLOVER, SARMA e OVERBYE, 2012).

2.1 Desafios da Integração de Fontes de Energia Renovável na Malha de Transmissão

As abordagens convencionais de análise de fluxo de potência muitas vezes avaliam um único ponto de operação do sistema, o que pode não refletir adequadamente a realidade operacional, especialmente diante das flutuações na geração de energia de fontes intermitentes, como eólica e solar. Essas flutuações são causadas por fatores ambientais variáveis, como a velocidade do vento e a intensidade da radiação solar, e podem afetar significativamente a estabilidade e a segurança do sistema elétrico (ARULKUMAR, PALANISAMY e VIJAYAKUMAR, 2016).

No contexto brasileiro, onde a participação de energia eólica e solar na matriz energética tem crescido rapidamente, compreender e mitigar os impactos dessas fontes intermitentes na operação da rede elétrica torna-se ainda mais crucial. É imperativo desenvolver metodologias avançadas que incorporem a intermitência das fontes renováveis para garantir um planejamento eficaz e uma operação segura do SIN.

2.2 Região de Segurança

A simulação de regiões de segurança é uma técnica utilizada para avaliar os limites operacionais de uma rede elétrica. Essa análise tem como objetivo identificar as combinações de geração e carga que podem levar a problemas de estabilidade, sobrecarga, violação e/ou restrições operacionais (JARDIM, NETO e KWASNICKI, 2004) e (JARDIM, NETO e SANTOS, 2006).

No mercado, já estão disponíveis programas computacionais especializados, como o ANAREDE desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e o ORGANON desenvolvido pela High Performance Power Systems Applications (HPPA). Essas ferramentas possibilitam a modelagem do sistema elétrico levando em consideração as características dos elementos da rede, as restrições operacionais e os dados de geração e carga. Com base nesse modelo, é possível realizar simulações para diversos cenários e identificar as regiões de segurança, onde a rede opera de maneira segura e dentro dos limites operacionais estabelecidos (CEPEL, 2022).

Essa abordagem é importante para identificar os limites do sistema, auxiliar no planejamento da expansão da rede, na definição de políticas de despacho de geração e na avaliação dos impactos de novas fontes de energia, como a geração eólica e solar que possuem fortes características de intermitência, na segurança e estabilidade do sistema elétrico. Ao delimitar a região de segurança, são estabelecidos limites operacionais que indicam as condições em que o sistema pode operar de forma estável e confiável. A simulação de regiões de segurança fornece subsídios valiosos para a tomada de decisões e o desenvolvimento de estratégias para o setor elétrico.

2.3 Complementariedade entre Fontes Eólica e Solar da Região Nordeste do Brasil

A região Nordeste do Brasil apresenta um potencial significativo para o desenvolvimento de energia renovável, em particular, a complementariedade entre as fontes eólica e solar se destaca como uma vantagem estratégica. A região possui condições climáticas favoráveis, com altos índices de radiação solar e ventos fortes, o que torna possível a geração de eletricidade a partir dessas fontes de forma complementar. A localização geográfica privilegiada permite uma alta incidência de radiação solar durante todo o ano. A complementariedade entre a energia solar e eólica é notável, pois enquanto a geração solar é mais intensa durante o dia, a geração eólica atinge seu pico durante a noite. Isso cria um equilíbrio na geração de energia renovável ao longo do dia (BARROS et al. 2021).

Aproveitar a complementariedade entre a energia eólica e solar na região Nordeste do Brasil é uma estratégia promissora. A combinação dessas fontes renováveis contribui para uma maior estabilidade e segurança do sistema elétrico, além de impulsionar o desenvolvimento sustentável da região.

3. METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia proposta neste trabalho visa realizar estudos de fluxo de potência para avaliar os impactos da geração eólica e solar na malha de transmissão do SIN de forma mais rica e detalhada. A abordagem consiste em combinar simulações de regiões de segurança com dados históricos de fatores de capacidade das usinas eólicas e solares, permitindo uma análise abrangente e precisa dos despachos de geração. A Fig. 1 ilustra o fluxograma da metodologia proposta.

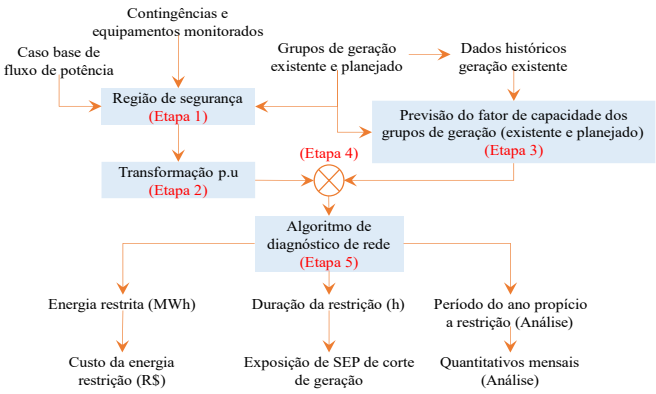

Fig. 1 Fluxo de trabalho da metodologia proposta.

A metodologia é dividida em duas etapas principais: simulação de regiões de segurança e processamento dos dados históricos. Cada etapa é detalhada a seguir, assim como a combinação de ambas.

3.1 Simulação de Região de Segurança

Na primeira etapa, a região de segurança é realizada por meio de simulações computacionais utilizando programas específicos, como por exemplo o ANAREDE e ORGANON desenvolvidos por (CEPEL) e (HPPA) respectivamente.

Como pode ser observado através da Fig. 2, o nomograma é a projeções da região de segurança de um par de grupo geração. Um terceiro grupo de geração é necessário para atuar como barras de balanço (SWING). Idealmente, esse terceiro grupo deve estar eletricamente distante para não influenciar os fluxos

na região sob análise. Dessa forma, cada eixo do nomograma representa o montante total de geração de potência ativa para cada cenário de transferência de geração de potência. Além disso, o nomograma destaca a localização do ponto de operação do caso base (ponto preto) e o quão distante está da primeira violação dentre as grandezas monitoradas (tensão, fluxo e estabilidade dinâmica) (CEPEL, 2022).

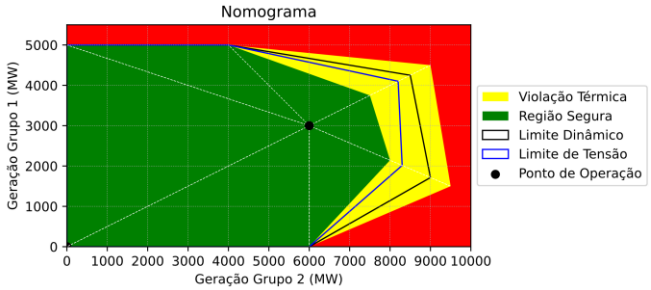

Fig. 2: Nomograma típico de programas computacionais como ANAREDE e ORGANON.

A Fig. 2 também destaca a legenda e a nomenclatura das áreas, caracterizando a violação das grandezas elétricas monitoradas durante a solução automática e formação da região de segurança, a saber (CEPEL, 2022):

- Área Verde (Região Segura): O sistema opera de forma segura, sem violar limites monitorados, tanto no caso base quanto sob contingência.
- Área Azul (Limite de Tensão): O sistema não ultrapassa o limite de tensão, tanto no caso base quanto em contingências.
- Área Amarela (Violação Térmica): Indica regiões onde há violação do limite de carregamento de circuitos, podendo ocorrer no caso base ou em contingências.
- Área Preta (Limite Dinâmico): O sistema respeita o limite de estabilidade dinâmica, tanto no caso base quanto em contingências.
- Área Vermelha: Representa regiões onde a solução de fluxo de potência não converge ou é divergente, indicando ausência de solução para pelo menos uma contingência.

3.2 Transformação p.u da Regiões de Segurança

A transformação por unidade (p.u) é uma técnica amplamente utilizada para simplificar e padronizar os cálculos e análises em sistemas elétricos de potência. Essa abordagem permite expressar as grandezas elétricas em termos de valores relativos em relação a uma base pré-determinada, eliminando a necessidade de considerar unidades absolutas (GLOVER, SARMA e OVERBYE, 2012).

No caso particular de normalização de região de segurança, as grandezas são normalizadas em relação a duas bases pré-definida, que deve ser escolhida de acordo da capacidade instalada dos grupos de geração que formam a região de segurança, ou seja, cada eixo do nomograma da Fig. 2 será normalizado de acordo com a capacidade máxima de geração do grupo (potência instalada do grupo), resultando no nomograma da Fig. 3.

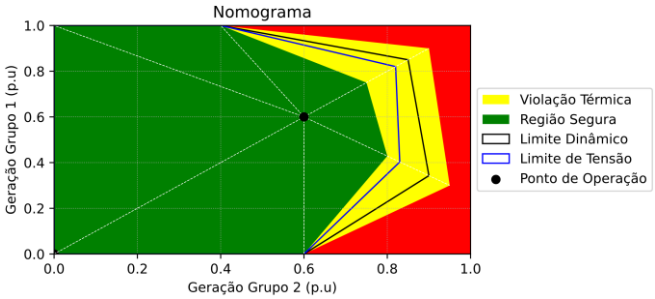

Fig. 3 Nomograma normalizado em p.u ($BASE_{maxG1}$ = 5.000 MW e $BASE_{maxG2}$ = 10.000 MW.

Uma vez que todas as grandezas estão na mesma base, torna-se mais fácil comparar e analisar o comportamento do sistema, já que os dados de fator de capacidade dos grupos de geração abordados na subseção seguinte, também estarão em p.u. Além disso, a transformação p.u simplifica a representação das grandezas, tornando-as adimensionais e reduzindo a complexidade dos cálculos.

3.3 Processamento dos Dados Históricos

A segunda etapa da metodologia envolve o processamento dos dados históricos de fatores de capacidade das usinas eólicas e solares. Esses dados foram obtidos no portal de Dados Abertos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONSb), que contém informações registradas de hora em hora das usinas em operação desde 2019 até o presente momento.

Por meio de um algoritmo criado em linguagem *python*, os dados de geração eólica e solar são cuidadosamente filtrados a partir dos conjuntos de geração de uma região específica. Com os dados de geração verificada e a capacidade instalada desses conjuntos, os fatores de capacidade (fc) de geração eólica e solar são obtidos, também discretizados de hora em hora. Vale ressaltar que, como os fatores de capacidade eólico e solar estão discretizados de hora em hora no mesmo instante de tempo, naturalmente, esses dados estão temporalmente correlacionados. O gráfico da Fig. 4 mostra o formato dos dados de fatores de capacidade eólico (*eixo x*) e solar (*eixo y*), temporalmente correlacionados.

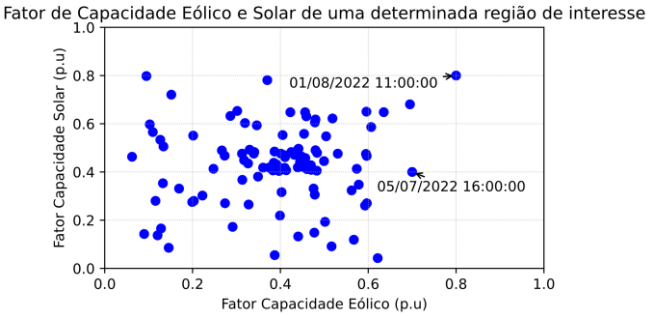

Fig. 4: Fatores de capacidade eólico (*eixo x*) e solar (*eixo y*), temporalmente correlacionados.

3.3 Combinação das Etapas

Os dados então são utilizados para gerar as coordenadas (*x,y*) sobre a região de segurança simulada. A combinação desses pontos forma a representação gráfica da região de segurança, na qual os pontos posicionados na área verde indicam combinações seguras de geração eólica e solar, enquanto os pontos posicionados na área amarela indicam as combinações de geração eólica e solar que podem causar problemas de sobrecarga na malha de transmissão.

Dessa forma, ao combinar as simulações de regiões de segurança (Fig. 3) com os dados históricos de fatores de capacidade (Fig. 4), obtém-se uma região de segurança (Fig. 5) que permite uma análise abrangente dos despachos de geração eólica e solar baseada em dados históricos e de fatores limitantes do sistema elétrico. Os pontos localizados na região verde representam as combinações de geração em que o sistema opera de forma segura. Por outro lado, os pontos na região amarela indicam combinações de geração em que o sistema opera de forma insegura, seja em condição normal de operação ou em emergência (na indisponibilidade de equipamentos da Rede Básica, de acordo com o critério N-1).

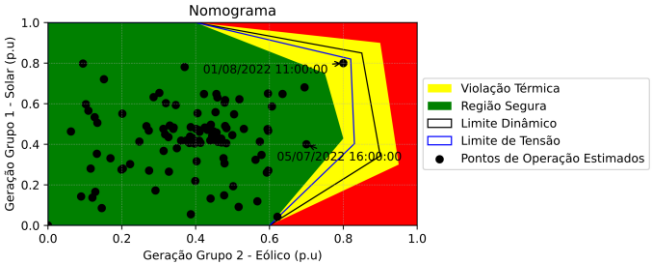

Fig. 5: Região de segurança combinada com os dados de fator de capacidade eólica e solar.

Com base na região de segurança apresentada na Fig. 5, torna-se possível classificar as coordenadas *xy* (correspondentes aos fatores de capacidade eólica e solar, respectivamente) correspondem a um ponto de operação seguro para o sistema. Assim, é possível determinar a coluna 'Classificação' da Tab. 1.

Tabela 1. Classificação

i	instante	fc eólico (eixo x)	fc solar (eixo y)	Classificação
1	01/08/2022 11:00:00	0,8	0,8	inseguro
2	05/07/2022 16:00:00	0,7	0,4	seguro
n	dd/mm/aaaa hh:mm:ss	x	y	seguro/inseguro

3.4 Obtendo os Resultados (Algoritmo de diagnóstico de rede)

Com base na Tab. 1, agora é possível realizar uma análise detalhada do sistema elétrico em estudo. O tempo de exposição do sistema à sobrecarga pode ser determinado conforme (1):

$$Tempo_{exposição} = \sum_{i=1}^{n} \begin{cases} 1, se\ i\ for\ inseguro \\ 0, se\ i\ for\ \text{seguro} \end{cases} \quad (1)$$

Para determinar a restrição da geração em MW, é necessário primeiro encontrar a projeção de um ponto seguro (x_s, y_s), a partir do ponto inseguro (x_i, y_i), de modo que este novo ponto esteja dentro da região segura ou no limite, isto é, na fronteira entre a região segura e insegura.

A região de segurança é um polígono de *l* lados, onde *l* é definido na etapa de simulação das regiões seguras, conforme descrito na seção 3.1. Cada aresta do polígono pode ser vista como um segmento de reta. Assim, é possível encontrar um novo ponto seguro (x_s, y_s), ao longo do segmento de reta, de modo que seja perpendicular a (x_i, y_i), conforme (2).

$$(x_s, y_s) = \begin{cases} \left(x_i - \frac{y_i - b_1}{m_1}, b_1\right), para\ seg.de\ reta\ 1 \\ \left(x_i - \frac{y_i - b_2}{m_2}, b_2\right), para\ seg.de\ reta\ 2 \\ \quad . \\ \quad . \\ \quad . \\ \left(x_i - \frac{y_i - b_n}{m_n}, b_n\right), para\ seg.de\ reta\ k \end{cases} \quad (2)$$

Onde:

m_n é *a inclinação do seguimento da reta n*;

b_n é *o intercepto y da reta original*.

Dessa forma, a restrição de geração em MW pode ser obtida a partir de (3), a restrição total em MWh a partir de (4) e o custo associado a essa restrição a partir de (5).

$$Restriçao_i = (x_i - x_s)S_{base\ eol} + (y_i - y_s)S_{base\ ufv} \quad (3)$$

$$Restricão_{total} = \sum_{i=1}^{n} \begin{cases} Restriçao_i, se\ i\ for\ inseguro \\ 0, \qquad se\ i\ for\ seguro \end{cases} \quad (4)$$

$$Custo_{total} = (Restrição_{total})(preço\ do\ MWh) \quad (5)$$

4. ESTUDO DE CASO

Nesta seção, apresentaremos os resultados de um estudo de caso utilizando a metodologia proposta. O objetivo deste estudo de caso é avaliar o impacto gerado pela produção de energia nas usinas situadas nos estados do Rio Grande do Norte (RN) e Ceará (CE), em relação ao carregamento da linha de transmissão de 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8, durante a contingência da linha de transmissão de 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7, considerando o sistema de transmissão no horizonte de 2027.

A análise realizada contempla a configuração de rede referente a dezembro de 2027, no cenário Nordeste exportador, patamar de carga média, considerando a base de dados (casos de fluxo de potência) do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL 2024, Ciclo 2024-2028. Essa base de dados encontra-se disponível em (ONSa).

Durante a simulação, foi realizado o monitoramento da linha de transmissão LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8 em face

da contingência ocorrida na linha de transmissão LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7.

Foram empregados grupos específicos de geração, cujos detalhes podem ser encontrados na Tab. 2. Esses geradores foram selecionados devido ao impacto significativo que exercem sobre o carregamento do circuito monitorado, ou seja, estão eletricamente próximos do circuito a ser avaliado.

Tabela 2. Grupos de Geração

Grupos	Usinas	Capacidade Instalada (MW)
G1	Eólicas do RN e CE	12.886,8
G3	Solar do RN e CE	6.205,0
G3 (Swing)	Hidroelétricas da Bacia do Grande, Bacia do Paranaíba e do Rio São Francisco	26.539,0

Com base nos dados históricos de 2020 a 2023 disponibilizados em (ONSb), foi possível determinar o fator de capacidade da geração eólica e solar correlacionada nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará. Além disso, foram selecionados os dados das 7h às 17h, correspondendo ao horário de geração solar.

Utilizando a metodologia apresentada na Seção 3 deste artigo, foi criada a Fig. 6, que ilustra a combinação da região de segurança com os dados históricos de fator de capacidade do estudo de caso.

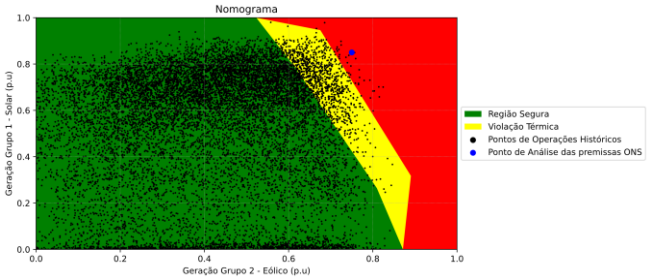

Fig. 6: Região de segurança combinada com os dados de fatores de capacidade eólico e solar (Estudo de Caso).

Fazendo uso de (1), foi possível determinar o tempo de exposição à sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8, na contingência da linha de transmissão de 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7.

Analisando os dados das 7h às 17h, das 3.650 horas (referente a 1 ano), a LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8 ficará exposta à sobrecarga por cerca de 322 horas, o que equivale a 8,7% do tempo. O gráfico da Fig. 7 mostra os meses mais suscetíveis a essa exposição, entre agosto e novembro, período em que coincide com a maior produção de energia eólica na região nordeste.

Fazendo uso da equação (4), foi possível determinar o montante de energia (MWh) necessário a ser restrito nas usinas eólicas e solares do Rio Grande do Norte e Ceará, a fim de evitar o risco de sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8, durante a contingência da linha de transmissão de 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7.

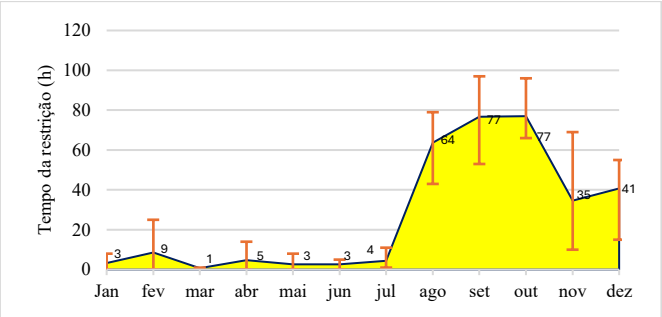

Fig. 7: Tempo de exposição à sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8 em caso de contingência da LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7.

A produção estimada dessas usinas anualmente, no intervalo das 7h às 17h, totaliza um montante de cerca de 37.333 GWh. A estimativa para eliminar a possibilidade de sobrecarga é na ordem de 203 GWh, o que equivale a 0,54% da produção nesse intervalo de tempo. O custo equivale a R$ 20.333.000,00 de reais anualmente (considerando R$100,00/MWh). O gráfico da Fig. 8 mostra a distribuição dessa restrição ao longo do ano, e o gráfico da Fig. 9 mostra o custo associado a essa restrição.

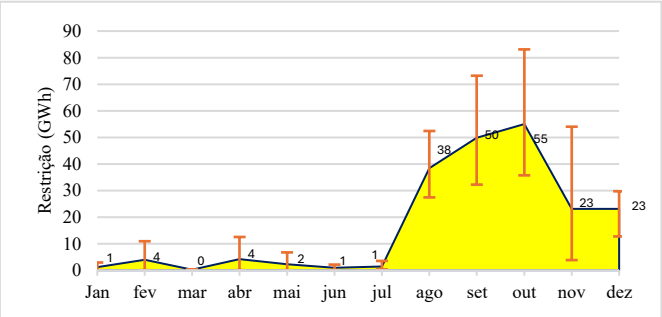

Fig. 8: Restrição necessária para eliminar a possibilidade de sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8 em caso de contingência da LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7.

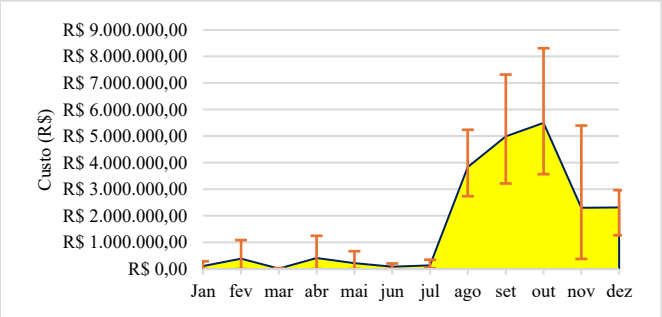

Fig. 9: Custo da geração "desperdiçada" para eliminar a possibilidade de sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8 em caso de contingência da LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7.

5. CONCLUSÕES

A metodologia apresentada se destaca pela sua eficiência computacional, especialmente em situações que envolvem grandes séries temporais de geração. Em vez de simular todos os pontos dessa série temporal, o que seria altamente intensivo

em termos de processamento e tempo, a metodologia foca na construção de uma região de segurança.

Esse enfoque permite uma análise mais ágil e econômica, pois a construção da região de segurança envolve identificar e modelar apenas as condições de operação que garantem a estabilidade e segurança do sistema. Dessa forma, em vez de processar uma quantidade massiva de dados e cenários, a metodologia concentra-se apenas nas combinações de geração que estão dentro da região segura, otimizando significativamente o uso dos recursos computacionais.

Essa abordagem não só reduz o tempo necessário para a realização das simulações, como também minimiza a carga sobre o sistema de computação, tornando a análise mais eficiente e menos onerosa.

As conclusões derivadas desta metodologia robusta fornecem informações valiosas para a gestão e o planejamento do sistema elétrico, permitindo uma melhor compreensão dos impactos da geração eólica e solar e facilitando uma tomada de decisão mais informada.

A estimativa dos montantes energéticos restritos, os custos associados e os tempos de restrição representam apenas algumas das informações importantes que podem ser obtidas por meio desta metodologia.

Certamente, programas computacionais, incluindo os mencionados neste artigo e outros similares, podem facilmente integrar essa funcionalidade.

No estudo de caso, constatou-se que apenas 8,7% do tempo existe a possibilidade de haver sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8. É importante ressaltar que essa sobrecarga só ocorrerá caso haja a contingência da LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7 e ao mesmo tempo, a combinação de geração eólica e solar for alta o suficiente para causar o problema. Com base nesses resultados, três possibilidades para tomada de decisão podem ser vislumbradas:

A primeira possibilidade é que o ONS, responsável pela operação do sistema elétrico brasileiro, assume o risco de sobrecarga, dado o baixo tempo de exposição e a necessidade de uma combinação específica de geração eólica e solar para ocorrer. Entretanto, esta opção requer discussões com o setor elétrico e uma regulamentação que permita tal decisão.

A segunda possibilidade é restringir a geração nas usinas eólicas e solares da região do Rio Grande do Norte e Ceará para prevenir a sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8. Isso acarretaria um custo anual para o consumidor na ordem de R$ 20.333.000,00 (considerando R$100,00/MWh), pois a energia teria que ser reposta por meio de outra fonte, possivelmente mais cara.

A terceira possibilidade é planejar um Sistema Especial de Proteção (SEP) que corte automaticamente a geração necessária nas usinas eólicas e solares da região em caso de contingência na LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7, evitando a sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8. No entanto, a viabilidade financeira desta opção precisa ser avaliada, comparando o custo do SEP com o custo da restrição anual, que é aproximadamente R$ 20.333.000,00 (considerando R$100,00/MWh).

Além disso, a metodologia pode ser aplicada em tempo real na sala de controle, permitindo a identificação dos horários com potencial de exposição à sobrecarga com antecedência, como por exemplo, o dia seguinte. Isso é de grande importância para os operadores que atuam na sala de controle.

Outra aplicação dessa metodologia é no planejamento e dimensionamento de sistemas de armazenamento de energia em bateria. As baterias podem ser carregadas durante os períodos de exposição do equipamento e descarregadas nos períodos sem exposição.

Esses resultados e possibilidades destacam os benefícios significativos e a contribuição esta metodologia traz para o setor elétrico e os consumidores em geral. Ao considerar a correlação entre os despachos de geração eólica e solar, é possível explorar de forma mais eficiente o potencial dessas fontes de energia, garantindo uma tomada de decisão mais assertiva e a segurança operacional da malha de transmissão.

REFERENCIAS

ARULKUMAR, K.; PALANISAMY, K.; VIJAYAKUMAR, D. Recent advances and control techniques in grid connected pv system – *A Review. In: International Journal of Renewable Energy Research*, 2016.

BARROS, A. M. L. et al. Complementariedade entre a geração Eólica e solar do interior do nordeste e seus impactos nos estudos elétricos. *In: Brazil Windpower, 2021*. p. 69–81.

CEPEL. Programa de Análise de Redes V11.06.02. *Manual do Usuário. [S.l.]*. 2022.

CEPEL. ANAREDE: Análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente. Disponivel em: *<https://www.cepel.br/produtos/anared-2/>*. Acesso em: 10 maio 2024.

GLOVER, J. D.; SARMA, M.; OVERBYE, T.. Power System analysis and design. 5ª. ed. Stamford: *CENGAGE Learning*, 2012.

HPPA. High Performance Power Systems Applications. Products. Disponivel em: *<https://www.hppa.com.br>*. Acesso em: 10 maio 2024.

JARDIM, J. L.; NETO, C. S.; KWASNICKI, W. T. Design features of a dynamic security assessment system. In: Power Systems Conference and Exposition. *IEEE PES. [S.l.: s.n.]*, 2004. p. 446–452.

JARDIM, J. L.; NETO, C. S.; SANTOS, M. G. D. Brazilian system operator online security assessment system. *In: IEEE PES Power Systems Conference and Exposition. [S.l.: s.n.]*, 2006. p. 7–12.

ONSa. PLANEJAMENTO ELÉTRICO. AVALIAÇÃO TÉCNICA DO ACESSO E CONTRATAÇÃO DO MUST. Disponivel em: *<https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/58/paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx?produto=>*. Acesso em: 10 maio 2024.

ONSb. Portal de Dados Abertos. Disponivel em: *<https://dados.ons.org.br/>*. Acesso em: 10 maio 2024.