

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

AVALIAÇÃO DOS EFEITOS DO CRESCIMENTO DA MMGD SOBRE AS TRANSFORMAÇÕES DE FRONTEIRA

RAFAEL DE CARVALHO CAETANO (1); RAFAEL THEODORO ALVES E MELLO (1); IGOR CHAVES (1); BRUNO SCARPA ALVES DA SILVEIRA (1); YAN RICARDO RANGEL (1)
(1) – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE)

RESUMO

O crescimento da Mini e Microgeração Distribuída (MMGD), somado à expansão das usinas fotovoltaicas (UFV) e eólicas (EOL) centralizadas conectadas às redes de distribuição, tem alterado consideravelmente o perfil da carga líquida atendida pelo sistema de transmissão. Em regiões com alta penetração de geração solar, observa-se a ocorrência de fluxo reverso, em que a potência passa a escoar das redes de distribuição para a transmissão em alguns momentos do dia, desafiando os paradigmas tradicionais de operação e planejamento. Este artigo investiga os impactos dessas fontes de geração nas transformações de fronteira (subestações 230/69 kV) da região Nordeste, utilizando análises horárias para capturar a variabilidade típica da geração fotovoltaica e sua interação com a carga.

O estudo adota os casos base do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2034), incorporando curvas típicas de carga e geração por unidade federativa, derivadas de dados históricos de carga verificada. Através de simulações de fluxo de potência sequenciais, avalia-se o carregamento dos transformadores em condições normais e contingenciais, com foco em três subestações: Santa Rita II (PB), Barreiras (BA) e Lagoa Nova II (RN). Os resultados revelam cenários distintos: (1) em Santa Rita II, a MMGD posterga investimentos ao reduzir picos diurnos, porém sobrecargas persistem no período noturno; (2) em Barreiras, o fluxo reverso antecipa a necessidade de expansão da transformação; e (3) em Lagoa Nova II, a MMGD tem impacto marginal, sendo a geração centralizada conectada na rede de alta tensão da distribuidora a principal responsável pela ocorrência do fluxo reverso.

PALAVRAS-CHAVE

MMGD, Geração Fotovoltaica, Fluxo Reverso, Transformações de Fronteira, Planejamento de sistemas elétricos

1.0 INTRODUÇÃO

Dentre as diversas mudanças que vem ocorrendo no sistema elétrico brasileiro (SEB) nas últimas 2 décadas, o crescimento da geração fotovoltaica, em especial na forma de Mini e Microgeração Distribuída Fotovoltaica (MMGD-FV), é um dos fenômenos mais relevantes dada a sua dimensão e granularidade, com impactos que abrangem desde aspectos técnicos até arranjos contratuais e regulatórios. Conforme descrito em [1], a MMGD-FV tem sido a fonte com maior expansão de oferta anual em termos de capacidade instalada no Brasil desde 2020, podendo ultrapassar 70,5 GW no ano de 2034, como ilustrado na Figura 1. Quando somada à geração centralizada de mesmo tipo (UFV), a geração fotovoltaica engloba mais de 30% da capacidade instalada total no Sistema Interligado Nacional (SIN) projetada para o ano de 2034 [2].

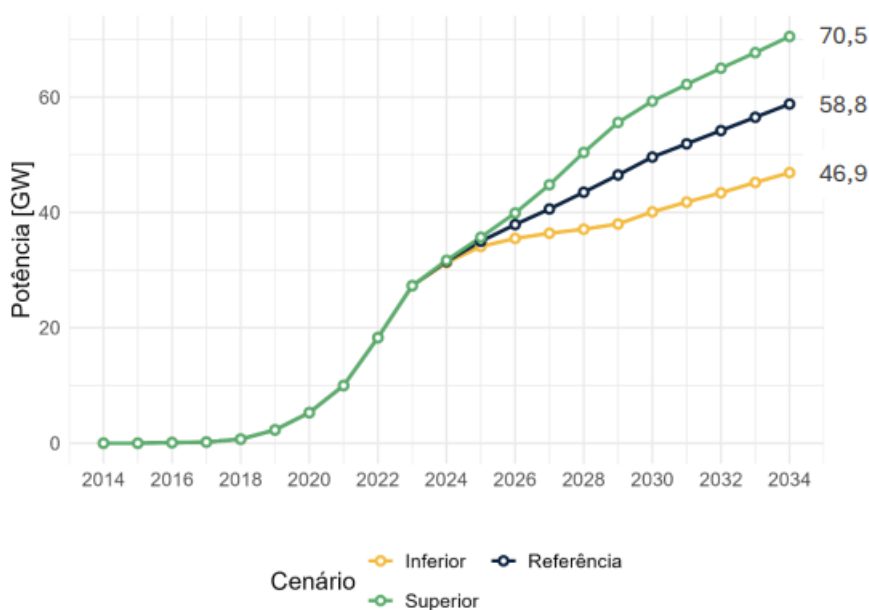


Figura 1 - Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW) por Cenário [1].

Historicamente, a MMGD tem sido representada nos estudos de planejamento de forma implícita, ou seja, representando-se a carga líquida (carga bruta menos a geração da MMGD) conectada aos respectivos barramentos. Porém, com o volume expressivo de MMGD já em operação faz-se necessário investigar esse fenômeno com maior nível de detalhamento.

A partir do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2033, os casos de referência para estudos elétricos de fluxo de potência utilizados e disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) adotaram uma representação explícita, separando em cada barramento os montantes de carga bruta e da geração da MMGD previstos para aquela região. Dessa forma, é possível avaliar diferentes cenários de carga/geração e verificar os seus efeitos no sistema de transmissão.

Nesse contexto, observa-se a ocorrência de fluxo reverso também nas transformações de fronteira da Rede Básica. Esse fenômeno já é amplamente conhecido e abordado nos estudos que tratam dos sistemas de distribuição uma vez que, além dos impactos financeiros e regulatórios, traz consigo desafios técnicos, demandando a adequação dos sistemas de proteção e de controle de tensão dessas redes ([3] [4] [5] [6] [7]). Porém, o montante total de geração

conectada na rede de distribuição (< 230 kV) em determinadas localidades já é suficientemente elevado a ponto de alterar o fluxo também nas transformações de fronteira da Rede Básica.

No âmbito dos estudos de planejamento da expansão da transmissão, a EPE vem buscando incorporar análises que permitam obter um diagnóstico mais detalhado da rede elétrica, identificando não somente a ocorrência ou não de violações aos limites de carregamento/tensão dos equipamentos, mas em quais condições e cenários eles ocorrem. Dessa forma, é possível avaliar o momento da real necessidade de novos investimentos em transmissão, bem como trazer luz às questões que surgem a partir dos novos fenômenos observados na rede, como é o caso do fluxo reverso.

Algumas dessas análises estão consolidadas neste trabalho, que apresenta avaliações da influência da MMGD-FV, bem como das UFVs centralizadas conectadas na rede de distribuição, sobre o carregamento das transformações de fronteira da Rede Básica, utilizando como estudos de caso diferentes subestações (SEs) da região Nordeste.

2.0 METODOLOGIA E PREMISSAS ADOTADAS

Os casos base adotados para as análises elétricas são os casos de referência de fluxo de potência utilizados na elaboração do PDE 2034, ancorando, portanto, as premissas de carga, configuração de geração e topologia de rede.

Os valores de carga previstos são enviados por cada distribuidora local para a EPE e seguem um critério determinístico, no qual são estimados para cada barramento os montantes máximo e mínimo de carga para um determinado horário estudado. Uma vez identificado o horário de ocorrência para uma dada condição de carga, o valor da geração MMGD no respectivo barramento é estimado a partir da potência instalada e de uma curva de radiação de referência que varia para cada estado, hora e mês do horizonte de análise. Maiores detalhes a respeito da metodologia de previsão de carga e geração MMGD utilizados na elaboração dos casos base do PDE podem ser encontrados em [8].

Com o intuito de avaliar em maiores detalhes a influência da geração solar e da variação da carga sobre as transformações de fronteira, optou-se por realizar análises de fluxo de potência sequenciais com discretização horária. Para isso, os valores de carga mínima previstos em cada ano nos casos base foram normalizados conforme uma curva típica de carga bruta para cada unidade da federação (UF) estudada, a fim de emular o comportamento da carga ao longo de um dia. A curva de carga típica foi obtida através dos dados de carga verificados ao longo do ano de 2024, disponíveis nos dados abertos do Operador Nacional do Sistema (ONS) [9], fazendo-se a diferenciação entre os comportamentos observados para os dias úteis e para os finais de semana.

Analogamente, a geração fotovoltaica prevista, tanto a MMGD como as UFVs centralizadas, foi distribuída ao longo de 24 horas seguindo a curva de radiação de referência supracitada, de acordo com cada UF. Dessa forma, buscou-se caracterizar os diferentes pontos de operação de carga e geração observados no sistema ao longo de um dia típico. Exemplos das curvas típicas de carga e geração FV utilizadas são mostradas na Figura 2:

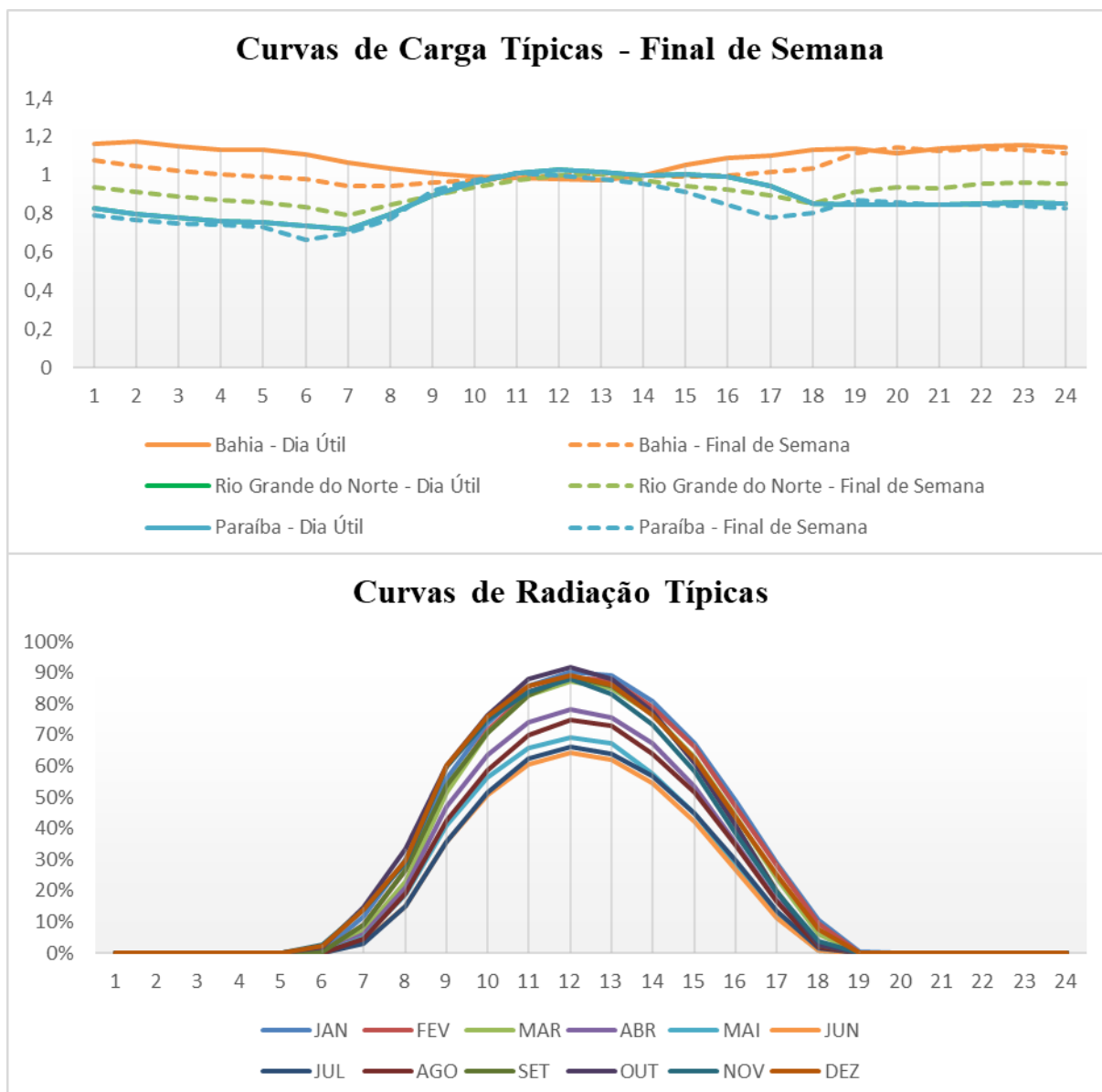


Figura 2 - Curvas Típicas de carga bruta e geração fotovoltaica utilizadas.

3.0 RESULTADOS DAS ANÁLISES

Para fins didáticos, serão apresentadas as análises realizadas para 3 transformações de fronteira 230/69 kV, englobando os estados da Paraíba, Bahia e Rio Grande do Norte. Informações adicionais sobre outras fronteiras analisadas podem ser encontradas em [10].

3.1 – SE Santa Rita II 230/69 kV – Estado da Paraíba

As avaliações realizadas na transformação de fronteira da SE Santa Rita II compõe um conjunto de análises mais amplo que fazem parte do estudo de atendimento à região Metropolitana de João Pessoa [11], o qual recomendou reforços também na SE João Pessoa II e Mussuré II, além de obras no sistema de distribuição.

Para a SE Santa Rita II o estudo recomendou a instalação do 4º transformador 230/69 kV no ano de 2036. A Figura 3 mostra, para o referido ano, o comportamento da carga bruta, da

geração MMGD e do carregamento dos transformadores em uma situação de contingência, ao longo de 24 horas de 3 dias distintos: Sábado, Domingo e um dia útil de semana, como por exemplo, sexta-feira.

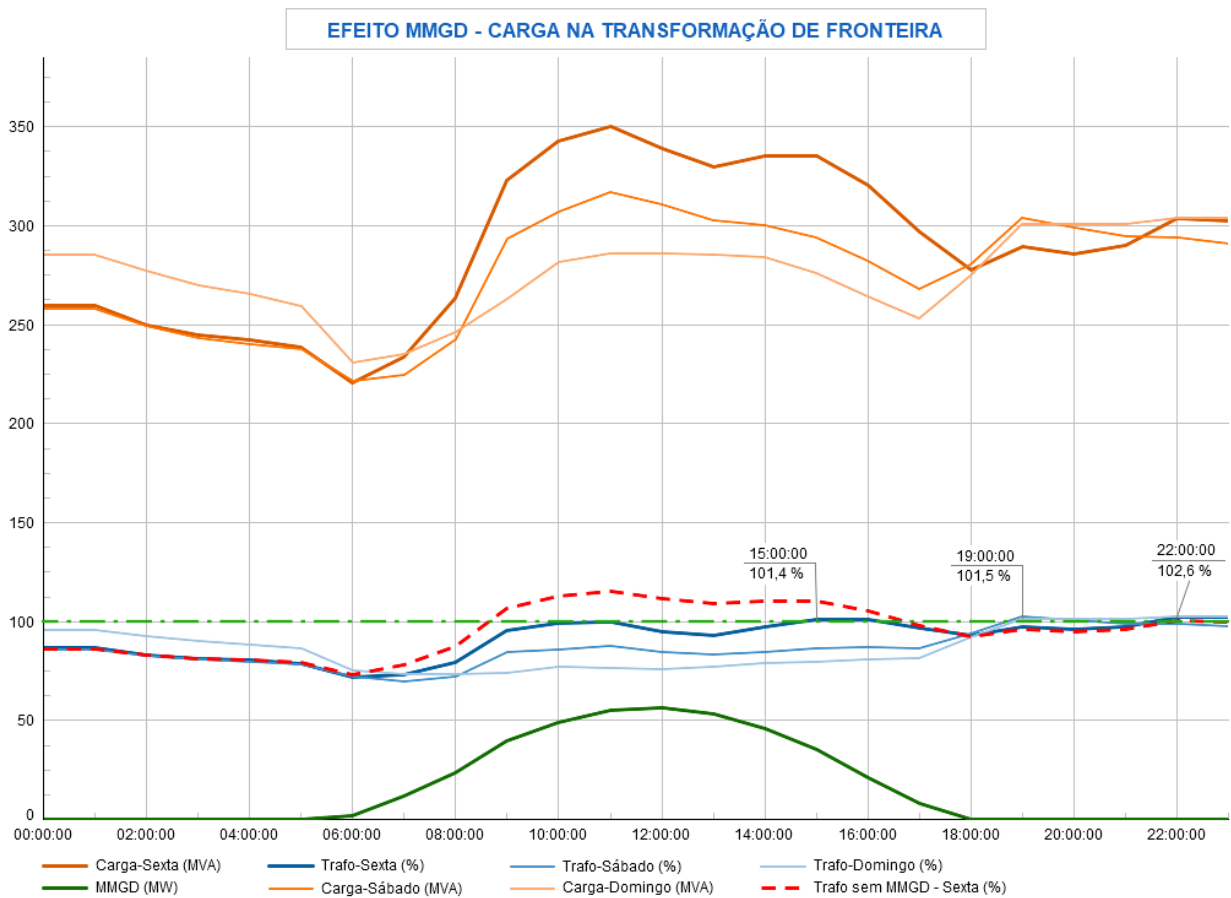


Figura 3 - Efeito da MMGD na transformação 230/69 KV da SE Santa Rita II em 2036.

Observa-se claramente a participação da MMGD no alívio da transformação de fronteira no período diurno, bem como o nível de carregamento percentual que seria atingido na ausência dessa geração (curva tracejada em vermelho). Verifica-se que nesse caso específico a MMGD contribui para adiar investimentos na transformação de fronteira, uma vez que reduz os valores de pico da transformação ao longo dos anos.

No ano de 2036, ao se considerar a inserção de MMGD, ocorrem sobrecargas às 15h, às 19h e às 22h, sendo as duas últimas fora do horário diurno, período em que não se observa geração de MMGD solar fotovoltaica. Neste sentido, pode-se concluir que a inserção de MMGD em valores percentuais maiores que os previstos em 2036 deixa de ter efeito postergatório nos investimentos relacionados à transformação em questão, uma vez que os períodos críticos de carregamento, que demandariam expansão da transformação, passam a ocorrer nas horas em que não há injeção de potência por parte da MMGD.

Os dados indicam que, para essa região específica, o crescimento esperado da MMGD ainda é menor do que o crescimento da carga bruta, conforme mostrado na Figura 4. Comportamento esse que varia consideravelmente ao longo do SIN, indicando a necessidade de avaliações regionais específicas.

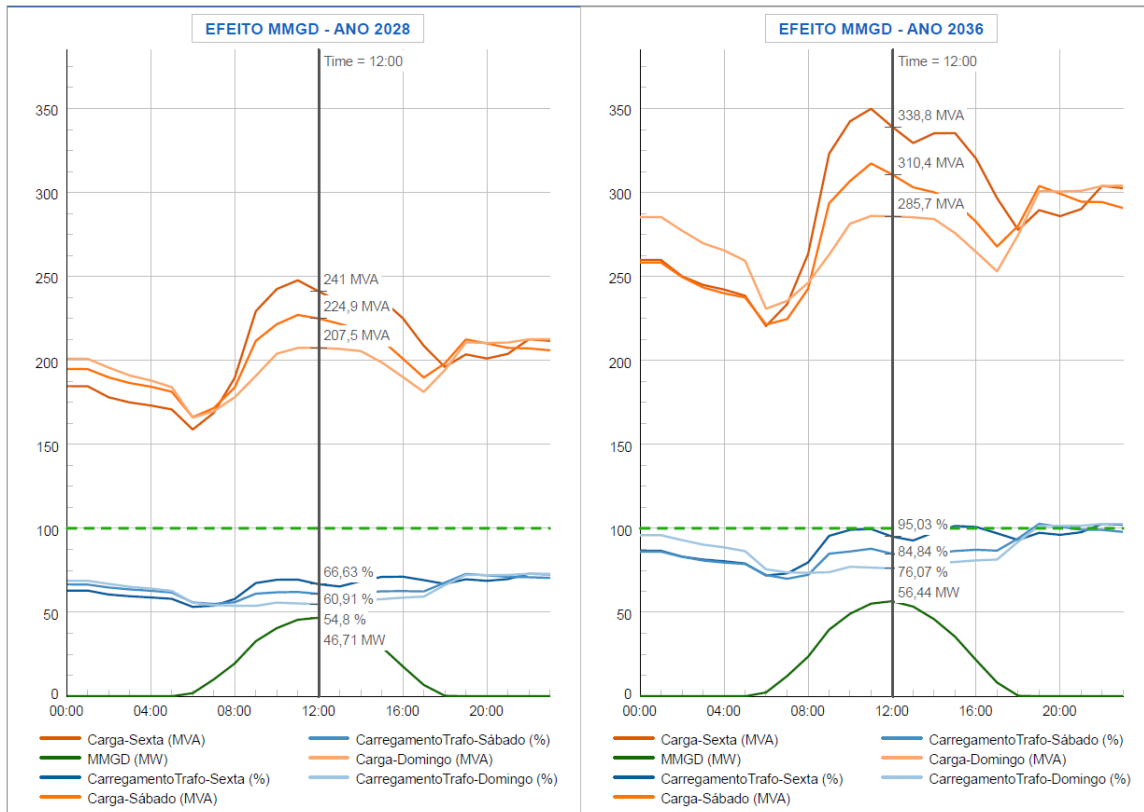


Figura 4 – Comportamento da carga x geração MMGD entre os anos de 2028 e 2036 - SE Santa Rita II.

3.2 – SE Barreiras 230/69 kV – Estado da Bahia

Atualmente a transformação 230/69 kV da SE Barreiras possui 2 trafos de 100 MVA, sem capacidade adicional de carregamento em regime de emergência. A Figura 5 apresenta o carregamento de um final de semana típico ao longo de um dia de 2028 e de 2039, respectivamente o ano inicial e final do horizonte de análise, quando da contingência de um dos trafos em paralelo. Pode-se observar que já a partir de 2028 a transformação apresenta sobrecarga devido ao fluxo reverso, especialmente quando o perfil de carga é baixo e coincidente com o pico da geração solar, por volta das 12h. Nessas dias, a transformação permanecerá em sobrecarga por mais de 5 horas, violando as diretrizes estabelecidas no procedimento de rede do ONS.

Nesse caso, a MMGD cresce em ritmo mais acelerado que a carga e contribui para o agravamento da sobrecarga ao longo dos anos.

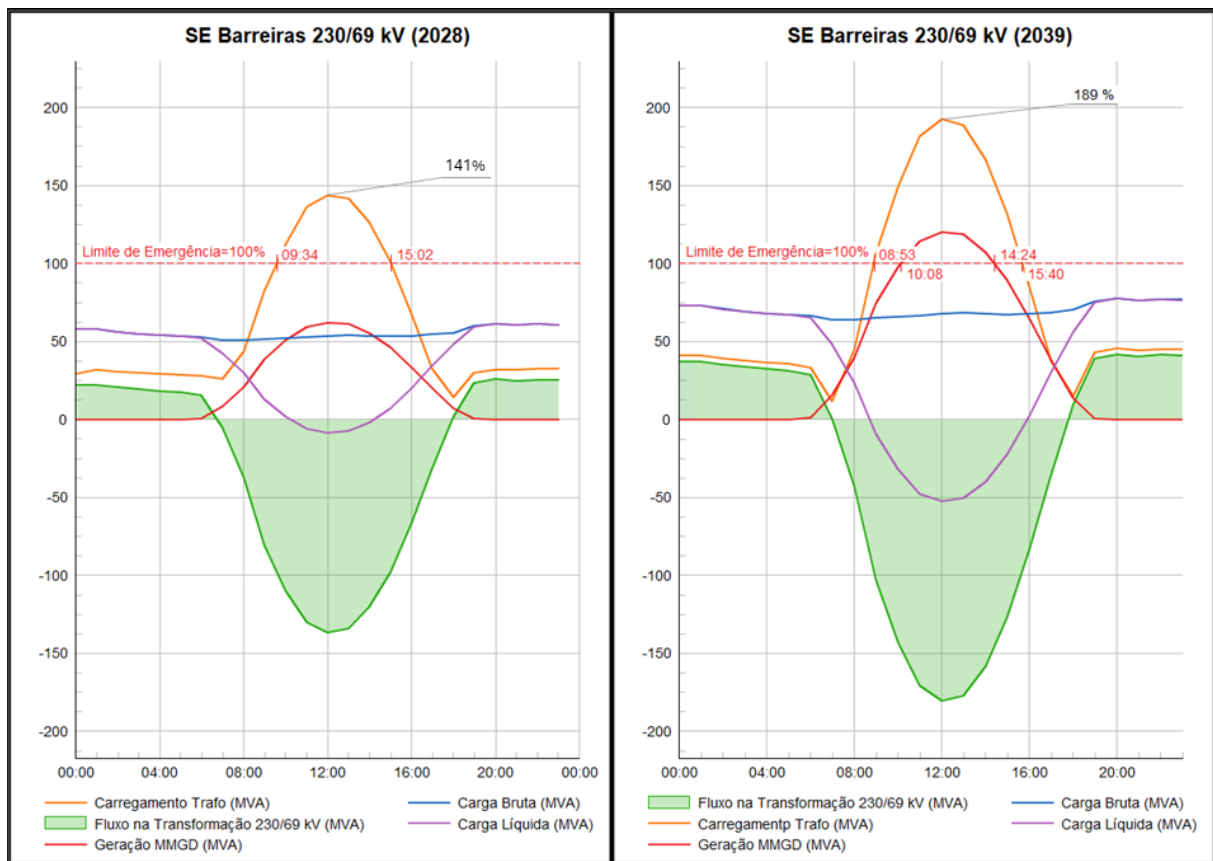


Figura 5 – Efeito da MMGD e da geração fotovoltaica centralizada na transformação 230/69 kV da SE Barreiras durante contingência em um dia típico de final de semana.

Cumpra-se, porém, que o fluxo reverso observado no transformador é bem maior do que somente a geração da MMGD, evidenciando que a geração solar centralizada conectada no sistema de distribuição sob influência da SE Barreiras tem papel preponderante no esgotamento da capacidade dessa transformação. Em situações como essa, é necessário trazer à tona a discussão sobre o tratamento a ser dado do ponto de vista de planejamento da expansão do sistema de transmissão.

3.3 – SE Lagoa Nova II 230/69 kV – Estado do Rio Grande do Norte

A transformação 230/69 kV da SE Lagoa Nova II é classificada como uma Instalação Compartilhada de Geração (ICG), modalidade na qual um grupo de geradores rateiam entre si os custos da infraestrutura necessária para a sua conexão à Rede Básica. Posteriormente, essa transformação passou a atender também cargas da distribuidora local (Neoenergia COSERN), porém ainda apresentando um montante consideravelmente baixo quando comparado à capacidade total de geração ali instalada.

Nessa região observa-se a predominância da geração eólica, o que ensejou a utilização de um perfil de geração média para essa fonte baseado nas referências [12] e [13]. Conforme esperado, ao se analisar o carregamento dessa transformação na ocorrência da contingência de um dos transformadores em paralelo ao longo do horizonte de estudo nota-se que o efeito da MMGD é marginal, sendo a geração eólica centralizada conectada à ICG a responsável pelo

fluxo reverso verificado e pelo consequente esgotamento da transformação de fronteira, conforme ilustrado na Figura 6:

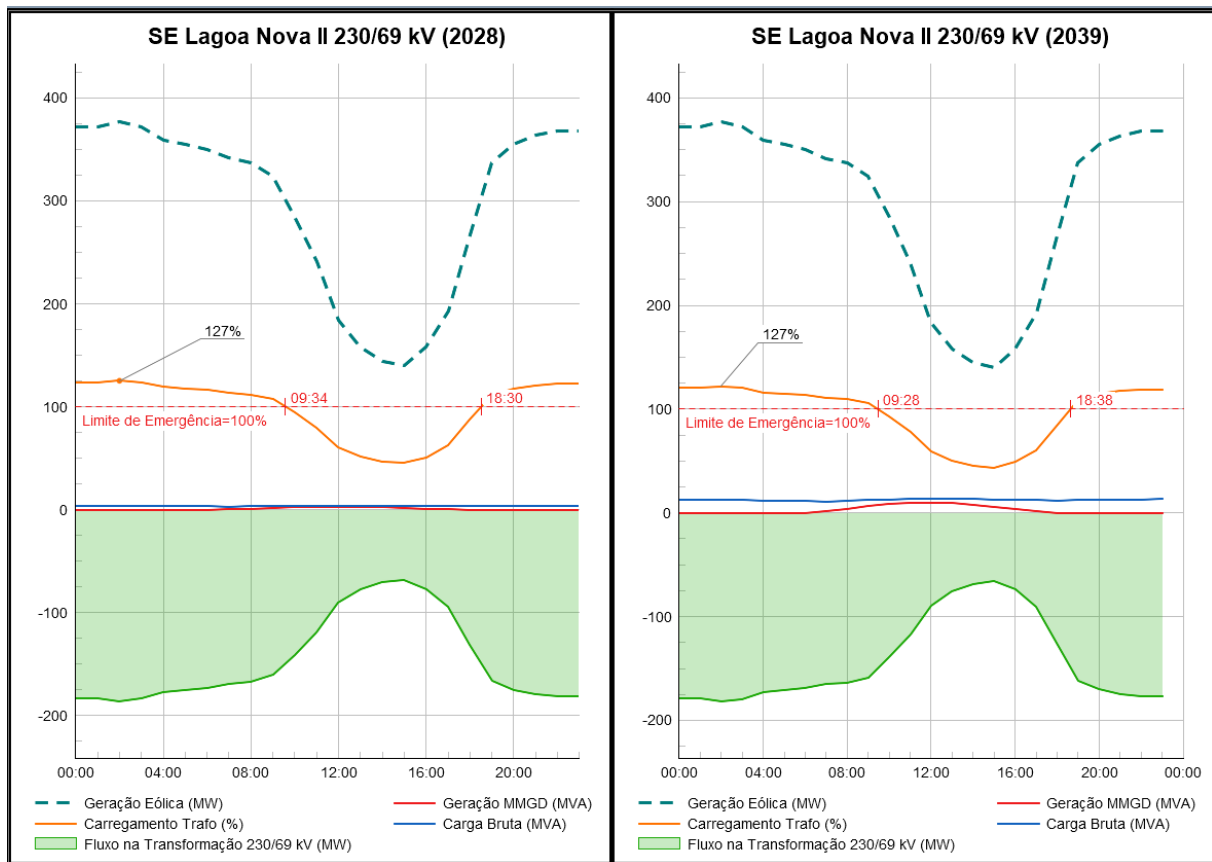


Figura 6 – Efeito da MMGD e da geração fotovoltaica centralizada na transformação 230/69 kV da SE Lagoa Nova II durante contingência em um dia típico de final de semana.

Novamente, cabe aqui a reflexão quanto ao endereçamento a ser dado a esse tipo de caso. É necessário avaliar a real necessidade da expansão da transformação bem como qual tratamento regulatório seria o mais adequado.

4.0 CONCLUSÕES

As análises demonstraram que os impactos da MMGD sobre as transformações de fronteira variam consideravelmente, a depender da localização, do grau de concentração, do nível de penetração e do perfil da curva de carga. Para alguns casos, em que o crescimento esperado da MMGD ainda é menor do que o crescimento da carga bruta, ela contribui para adiar investimentos na transformação de fronteira, uma vez que reduz os valores de pico da transformação ao longo dos anos, principalmente nos casos em que o pico da carga bruta ocorre no período diurno. Para outros casos, há inversão de fluxo e consequente antecipação de investimentos, com variações expressivas de carregamento ao longo do dia.

Pode-se dizer também que, nos exemplos analisados, a mudança nas premissas de geração adotadas é um fator mais impactante para a avaliação do fluxo reverso nas transformações de fronteira do que a variação da carga. Esse fato é um insumo importante para os estudos de planejamento da expansão, nos quais será cada vez mais necessário incorporar novos cenários

operativos que sejam capazes de capturar as nuances impostas por esse tipo de geração, incluindo seu caráter horário. Além disso, essa conclusão levanta a questão relativa a qual tratamento deve ser dado a esse tipo de situação, ou seja, deve-se ponderar a necessidade de realizar investimentos na expansão da transformação, bem como verificar qual é o tratamento regulatório mais adequado.

A análise também indicou, como oportunidade de melhoria, a necessidade de uma maior granularidade na previsão das curvas de carga horária, bem como dos fatores de capacidade esperados para geração fotovoltaica e eólica. Conforme explicado anteriormente, as previsões utilizadas nesse estudo consideraram toda a área das respectivas UF, o que se mostra bastante aderente para sistemas mais homogêneos e que não abranjam uma grande extensão territorial. Porém, para grandes áreas de concessão e/ou redes muito malhadas, esse tipo de previsão pode mascarar os efeitos da MMDG, uma vez que se utiliza um perfil de carga uniforme para todas as transformações de fronteira, o que não necessariamente condiz com a realidade.

5.0 BIBLIOGRAFIA

- [1] Caderno de Estudo PDE 2024 - Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034, “Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor” (EPE, 2024)
- [2] Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (EPE, 2024)
- [3] M. S. Bin Turiman and M. K. Nizam Bin Mohd Sarmin, "Reverse Power Flow Analysis in Distribution Network," *2021 IEEE International Conference in Power Engineering Application (ICPEA)*, Malaysia, 2021, pp. 127-132, doi: 10.1109/ICPEA51500.2021.9417756.
- [4] H. Hatta, M. Asari and H. Kobayashi, "Study of energy management for decreasing reverse power flow from photovoltaic power systems," *2009 IEEE PES/IAS Conference on Sustainable Alternative Energy (SAE)*, Valencia, Spain, 2009, pp. 1-5, doi: 10.1109/SAE.2009.5534838.
- [5] K. N. Bangash, M. E. A. Farrag and A. H. Osman, "Manage Reverse Power Flow and Fault Current Level in LV Network with High Penetration of Small Scale Solar and Wind Power Generation," *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Glasgow, UK, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/UPEC.2018.8541923.
- [6] G. Ramos, D. Celeita and T. Quintero, "Reverse Power Flow Analyzer (RPFA): A tool to assess the impact of PVs in distribution systems," *2019 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, Baltimore, MD, USA, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/IAS.2019.8912354.
- [7] S. Rahman, H. Aburub, M. Moghaddami and A. I. Sarwat, "Reverse Power Flow Protection in Grid Connected PV Systems," *SoutheastCon 2018*, St. Petersburg, FL, USA, 2018, pp. 1-5, doi: 10.1109/SECON.2018.8478882.
- [8] Nota Informativa - Base de dados de fluxo de potência – PDE 2034 ([Site EPE](#)).
- [9] Dados Abertos ONS – API de Carga Verificada ([Site ONS](#))
- [10] EPE-DEE-RE-025/2025 - Diagnóstico Regional da Rede Elétrica – PDE 2034 – Volume II – GET Nordeste (EPE, 2024)
- [11] EPE-DEE-RE-045-2023 - Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa (EPE, 2023)
- [12] JONG, P. et all – Complementaridade das energias eólica e solar na Bahia – Congresso Brasileiro de Energia – 2017
- [13] ALBUQUERQUE, J. – Avaliação de curvas de potência em modelos de previsão de geração eólica em curto prazo – UFPE – 2015

DADOS BIOGRÁFICOS



RAFAEL DE CARVALHO CAETANO

Possui graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), pós-graduação em Gerenciamento de Projetos pela Universidade Federal Fluminense (UFF) e atualmente é aluno de mestrado do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ. Trabalha na EPE desde 2023, onde atua na área de planejamento da transmissão no Grupo de Estudos da Transmissão das regiões Norte e Nordeste.

YAN RICARDO DAMASCENO RANGEL

Possui graduação em engenharia elétrica pela UNESA, MBA em Gerenciamento de Projetos pela UCAM e mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações pela UFF. Trabalha na EPE desde 2024, onde atua na área de planejamento da transmissão no Grupo de Estudos da Transmissão das regiões Norte e Nordeste. Paralelamente, desde 2025, é Professor do Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (CEFET/RJ).

RAFAEL THEODORO ALVES E MELLO

Possui graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais -UFMG e mestrado em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade de Edimburgo (Escócia). Trabalha na Superintendência de Transmissão da EPE desde 2013, sendo que desde 2022 atua como coordenador dos estudos de expansão da transmissão do Grupo de Estudos da Transmissão das regiões Norte e Nordeste

BRUNO SCARPA ALVES DA SILVEIRA

Engenheiro Eletricista pela UNIFEI (2008) e especialista em proteção de sistemas elétricos pelo IME (2023). Na EPE desde 2013, desenvolve estudos de planejamento da expansão da transmissão, com ênfase em análise de transitórios eletromagnéticos, custeio de empreendimentos e aplicações em subestações e linhas de transmissão.

IGOR CHAVES

Possui graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI. Trabalha na EPE desde 2014, onde atua na área de planejamento da transmissão no Grupo de Estudos da Transmissão das regiões Norte e Nordeste.