

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CAMPUS DE ENGENHARIAS E DE CIÊNCIAS AGRÁRIAS
CURSO ENGENHARIA DE ENERGIA

ANA BEATRIZ ARAÚJO FERREIRA DA SILVA

**IMPACTOS TÉCNICOS E DE OPERAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA NA REDE DE TRANSMISSÃO**

Rio Largo, AL
2025

ANA BEATRIZ ARAÚJO FERREIRA DA SILVA

**IMPACTOS TÉCNICOS E DE OPERAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA NA REDE DE TRANSMISSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Alagoas, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharelado/Licenciatura em Engenharia de Energia.

Orientadora: Profa. Dra. Alana Kelly Xavier de Barros Branco

Rio Largo, AL

2025

Catálogo na Fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Campus de Engenharias e Ciências Agrárias
Bibliotecário Responsável: Erisson Rodrigues de Santana - CRB4 – 1512

S586i Silva, Ana Beatriz Araújo Ferreira da.

Impactos técnicos e de operação da geração distribuída fotovoltaica na rede de transmissão. / Ana Beatriz Araújo Ferreira da Silva. – 2025.

56 f.: il.

Orientador: Alana Kelly Xavier de Barros Branco.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Energia) –
Graduação em Engenharia de Energia, Campus de Engenharias e Ciências Agrárias,
Universidade Federal de Alagoas. Rio Largo, 2025.

Inclui bibliografia

1. Geração distribuída. 2. Energia solar fotovoltaica. 3. Estabilidade do sistema elétrico. 4. Rede de transmissão. 5. Confiabilidade. I. Título.

CDU: 620.91

Folha de Aprovação

ANA BEATRIZ ARAÚJO FERREIRA DA SILVA

IMPACTOS TÉCNICOS E DE OPERAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA REDE DE TRANSMISSÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Energia, submetido à banca examinadora do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Alagoas.



Documento assinado digitalmente

ALANA KELLY XAVIER DE BARROS BRANCO

Data: 05/11/2025 07:10:50-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Orientadora - Profa. Dra. Alana Kelly Xavier de Barros Branco, CECA/UFAL

Banca examinadora:



Documento assinado digitalmente

JAMILE PINHEIRO NASCIMENTO AMOAH

Data: 05/11/2025 09:33:46-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Examinadora 1 - Profa. Dra. Jamile Pinheiro Nascimento Amoah, CTEC/UFAL



Documento assinado digitalmente

ALLAN DAVID DA COSTA SILVA

Data: 06/11/2025 11:12:53-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Examinador 2 – Prof. Me. Allan David da Costa Silva, CECA/UFAL

Dedico este trabalho à minha família, que foi o meu alicerce; à minha mãe, que me motivou; à minha irmã, que me inspirou; e à minha avó, que sempre acreditou.

RESUMO

O trabalho aborda os impactos técnicos e operacionais da geração distribuída (GD) fotovoltaica sobre a rede de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), analisando os desafios impostos à qualidade, confiabilidade e estabilidade do fornecimento de energia elétrica no contexto da transição energética brasileira. O estudo tem como finalidade compreender de que forma a expansão acelerada da GD, originalmente conectada às redes de distribuição, tem modificado o comportamento da carga líquida e influenciado a operação sistêmica, inclusive em níveis de transmissão. Foram analisados casos reais de perturbações no SIN, incluindo o evento de 15 de agosto de 2023, o quase apagão do Dia dos Pais de 2025 e o apagão da Península Ibérica, a fim de identificar paralelos entre as dificuldades operativas associadas à inserção massiva de renováveis.

A análise dos casos reais comoprova que, embora a GD contribua para a diversificação da matriz e redução de perdas, sua elevada penetração sem o devido planejamento pode gerar fluxo reverso de potência, sobrecargas locais, dificuldades de controle de tensão e redução da inércia do sistema, aumentando o risco de instabilidades. Conclui-se que a integração segura da GD requer o aprimoramento dos procedimentos de rede, o investimento em tecnologias de armazenamento e a ampliação da infraestrutura de transmissão. O estudo ressalta, ainda, a importância da adoção de medidas de flexibilidade e regulação coordenada, de modo que a GD se consolide como ativo estratégico para a confiabilidade e a sustentabilidade do setor elétrico brasileiro.

Palavras-chave: geração distribuída; energia solar fotovoltaica; estabilidade do sistema elétrico; rede de transmissão; confiabilidade.

ABSTRACT

The study addresses the technical and operational impacts of photovoltaic distributed generation (DG) on the transmission network of the National Interconnected System (SIN), analyzing the challenges imposed on the quality, reliability, and stability of electricity supply within the context of Brazil's energy transition. The purpose of the study is to understand how the accelerated expansion of DG, originally connected to distribution networks, has altered the behavior of net load and influenced system operation, including at transmission levels. The methodology was based on bibliographic and documentary research, grounded in official reports from the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL), the National Electric System Operator (ONS), and the Energy Research Company (EPE), in addition to technical studies such as the *Diagnosis and Perspective on the Evolution of Generation Curtailments in Brazil* and the *Ten-Year Energy Expansion Plan (PDE 2035)*. Real cases of disturbances in the SIN were analyzed, including the August 15, 2023 event, the near blackout on Father's Day 2025, and the blackout of the Iberian Peninsula, in order to identify parallels among the operational difficulties associated with the massive integration of renewables.

The analysis of real cases shows that, although DG contributes to the diversification of the energy mix and the reduction of losses, its high penetration without proper planning can cause reverse power flow, local overloads, voltage control difficulties, and reduced system inertia, increasing the risk of instabilities. It is concluded that the safe integration of DG requires the improvement of grid procedures, investment in storage technologies, and the expansion of transmission infrastructure. The study also highlights the importance of adopting flexibility measures and coordinated regulation so that DG can be consolidated as a strategic asset for the reliability and sustainability of the Brazilian electric sector.

Keywords: distributed generation; photovoltaic solar energy; power system stability; transmission network; reliability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz elétrica brasileira (2023): participação da energia solar fotovoltaica na capacidade instalada total de geração (16,5 %)	18
Figura 2: Projeção da capacidade instalada de MMGD por Unidade da Federação (GW) até 2035 e crescimento regional agregado de 2025 a 2035.....	20
Figura 3: Evolução da geração distribuída no Brasil entre 2014 e 2024: potência instalada, número de sistemas e número de consumidores.....	21
Figura 4: Evolução das restrições no ano de 2024 discretizadas por mês em % do potencial de geração.....	26
Figura 5: Diagnóstico Estadual das Subestações com Possibilidade de Fluxo Reverso	28
Figura 6: Malha de Transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN).....	30
Figura 7: Matriz de Energia Elétrica Brasileira.....	31
Figura 8: Curva horária da demanda líquida mínima no SIN em 2024.....	37
Figura 9: Projeção da Modulação das Fontes no Atendimento à Demanda Prevista para a Curva de Carga do Domingo em 2029	38
Figura 10: Comparação entre as Curvas Horárias das Cargas Global e Líquida do SIN Verificadas em 2024 e Previstas para 2029	39
Figura 11: Análise por Tipo de Restrição - Acumulada.....	44
Figura 12: Situação do sistema às 08h30, instante anterior à ocorrência do dia 15/08/2023 ...	46
Figura 13: Área geográfica afetada pelo incidente de 28 de abril de 2025.	50
Figura 14: Mix de geração e consumo em Portugal nos dias 28 e 29 de abril	51
Figura 15: Ilustração do funcionamento das baterias	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Comparação entre os casos estudados	52
--	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDS	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
GD	Geração Distribuída
GW	Gigawatt
Hz	Hertz
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MWh	Megawatt-hora
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR/PEL	Plano Anual da Operação Energética / Plano de Operação Elétrica de Longo Prazo
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEN	Plano Nacional de Energia
PET	Plano de Expansão da Transmissão
PMO	Programa Mensal da Operação
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RAP	Relatório de Análise de Perturbação
REN	Resolução Normativa (ANEEL)
SCADA	Supervisão, Controle e Aquisição de Dados
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
UFAL	Universidade Federal de Alagoas

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	14
2.	METODOLOGIA.....	17
3.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	18
3.1.	Geração Distribuída	18
3.1.1.	Evolução da Geração Distribuída no Brasil	19
3.1.2.	Incentivos e barreiras da Geração distribuída no Brasil.....	22
3.1.3.	Geração distribuída pelo mundo.....	24
3.1.4.	Interação entre Geração Distribuída (GD) e Rede de Transmissão.....	25
3.2.	Sistema Interligado Nacional (SIN) e o Sistema Elétrico Brasileiro.....	29
3.3.	Rede de Transmissão	32
3.3.1.	Evolução Histórica e Papel no SIN	33
4.	IMPACTOS TÉCNICOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA TRANSMISSÃO	35
4.1.	Qualidade no fornecimento de energia elétrica	35
4.2.	Confiabilidade e estabilidade operacional	35
4.3.	Inversão de Fluxo ou Fluxo reverso de potência	39
4.4.	Apagões	41
4.5.	Corte de geração	43
5.	CASOS REAIS DE PERTURBAÇÕES NOS SISTEMAS ELÉTRICOS NO BRASIL E NO MUNDO	46
5.1.	Análise da Perturbação de 15 de agosto de 2023 no SIN brasileiro	46
5.2.	Análise do quase apagão no Dia dos Pais de 2025	48
5.3.	Análise do apagão da Península Ibérica em 28 de abril de 2025.....	49
5.4.	Comparação entre os casos e síntese das lições para o SIN	52
6.	DESAFIOS FUTUROS E PERSPECTIVAS PARA O SETOR.....	55
6.1.	Aprimoramento da operação do sistema.....	55
6.2.	Investimentos em infraestrutura.....	56
6.2.1.	Baterias	56
6.2.2.	Hidrelétricas reversíveis	57
7.	CONCLUSÃO.....	58

1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro é um dos mais complexos e integrados do mundo, organizado em torno do Sistema Interligado Nacional (SIN), que cobre praticamente todo o território nacional e é operado de forma coordenada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Essa configuração centralizada garante maior confiabilidade no fornecimento de energia, mas também impõe desafios relacionados ao planejamento da expansão, à operação em tempo real e à manutenção da qualidade e da estabilidade do sistema. Ao longo das últimas décadas, a matriz elétrica do Brasil consolidou-se como uma das mais limpas do mundo, com predominância das usinas hidrelétricas, complementadas por outras fontes renováveis. No entanto, mudanças estruturais vêm ocorrendo em decorrência da crescente descentralização da geração de energia elétrica, impulsionada pelo avanço da chamada geração distribuída (GD).

A crescente participação da geração distribuída, especialmente da fonte solar fotovoltaica, tem alterado significativamente o paradigma do setor elétrico brasileiro. De um modelo predominantemente centralizado, com usinas de grande porte e controle operacional unificado, passa-se para uma topologia distribuída e pulverizada, onde milhares de pequenas unidades geradoras interagem com as redes de distribuição. Embora essa transição amplie o acesso à energia renovável e descentralizada, ela também impõe desafios técnicos substanciais, que extrapolam a esfera da distribuição e passam a impactar a rede de transmissão, sobretudo em termos de confiabilidade, estabilidade, fluxo de potência e planejamento da expansão.

A introdução da GD no Brasil foi inicialmente regulamentada pela Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que estabeleceu as condições para que consumidores pudessem gerar a própria energia elétrica a partir de fontes renováveis e injetar o excedente na rede de distribuição local. Desde então, o setor tem experimentado um crescimento exponencial, sobretudo da fonte solar fotovoltaica, que se tornou a principal responsável pela expansão da capacidade instalada em geração distribuída no país. Segundo o Infográfico Micro e Minigeração Distribuída (ANEEL,2025) divulgado, a potência instalada em GD ultrapassou a marca de dezenas de gigawatts nos últimos anos, transformando-se em um fenômeno não apenas energético.

Embora a GD apresente benefícios relevantes, como a redução de perdas técnicas na rede de distribuição, o aumento da participação das fontes renováveis e o empoderamento do consumidor, sua expansão acelerada tem gerado impactos técnicos que extrapolam os limites da rede de distribuição. A conexão massiva de pequenas usinas, especialmente em áreas urbanas e semiurbanas, resulta em fluxos reversos de potência, elevação de tensão em determinados pontos da rede, dificuldades no balanço de carga e, em casos mais críticos, necessidade de

restrição de geração (*curtailment*) para manter a estabilidade do sistema. Esses efeitos, que inicialmente eram compreendidos apenas no âmbito da rede de distribuição, hoje alcançam também a operação da rede de transmissão, trazendo novos desafios para o ONS e para o planejamento energético nacional.

O Plano de operação de médio prazo do SIN, ciclo 2025-2029 aponta que os impactos da GD na rede de transmissão se manifestam por meio da alteração do perfil de carga das distribuidoras, da modificação da demanda de ponta, da maior variabilidade na geração em função da intermitência das fontes renováveis e da complexidade na previsão da carga futura. Documentos como o Plano Decenal de Expansão (PDE), o Plano Nacional de Energia (PNE) e os Procedimentos de Rede do ONS ressaltam a necessidade de novas metodologias de operação e de integração entre agentes, de modo a garantir a confiabilidade e a estabilidade do fornecimento. Nesse contexto, a GD deixa de ser apenas uma solução local e passa a ser um fator sistêmico que exige uma revisão das práticas tradicionais de planejamento e operação.

Dessa forma, a relevância do presente estudo justifica-se pela urgência em compreender os efeitos técnicos e operacionais da geração distribuída não apenas na rede de distribuição, mas também em sua interação com a rede de transmissão. Ao evidenciar os benefícios e, sobretudo, os desafios relacionados à qualidade da energia, à confiabilidade e à estabilidade do fornecimento, este trabalho busca contribuir para o debate sobre a modernização do setor elétrico brasileiro, que precisa conciliar a expansão acelerada da GD com a manutenção da segurança energética nacional.

Portanto, este trabalho pretende mostrar que a expansão da geração distribuída, ao mesmo tempo em que representa um avanço significativo no uso de fontes renováveis e na democratização do acesso à energia limpa, também impõe novos desafios ao setor elétrico. A interação entre geração distribuída e rede de transmissão revela-se um dos pontos mais críticos para a manutenção da estabilidade e da qualidade do sistema, demandando soluções inovadoras em termos de regulação, planejamento e operação. O presente estudo, ao se debruçar sobre esse fenômeno, busca oferecer uma contribuição teórica e prática para a compreensão de um tema de grande relevância para o futuro da matriz elétrica nacional.

1.1. OBJETIVO

O presente trabalho tem como objetivo geral analisar os impactos técnicos e operacionais da geração distribuída solar na rede de transmissão do Sistema Interligado Nacional, avaliando seus efeitos sobre a qualidade, a confiabilidade e a estabilidade do fornecimento de energia elétrica. Para alcançar esse propósito, o estudo discute o avanço da geração distribuída no Brasil, investiga os principais efeitos técnicos e operacionais decorrentes da inserção crescente da fonte

solar fotovoltaica, analisa casos reais de perturbações no Brasil e no exterior que evidenciam as limitações do sistema diante da alta penetração de fontes renováveis e identifica desafios e possíveis soluções para a operação segura e resiliente do SIN em um contexto de transição energética.

2. METODOLOGIA

Este trabalho adota como abordagem metodológica uma revisão bibliográfica e documental, com base em relatórios técnicos de instituições reconhecidas do setor elétrico nacional, como ANEEL, EPE e ONS, além de artigos científicos e marcos legais aplicáveis à geração distribuída no Brasil.

O recorte temporal dos documentos utilizados abrange o período de 2012 a 2025, contemplando desde a publicação da REN 482/2012 até os efeitos recentes observados em eventos sistêmicos. A seleção dos casos reais seguiu o critério de relevância técnica, conforme a repercussão institucional e os impactos registrados sobre o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Foram analisados casos reais de perturbações, entre eles o evento de 15 de agosto de 2023, o quase apagão ocorrido no Dia dos Pais de 2025 e o apagão que atingiu a Península Ibérica. A escolha desses episódios se deve à sua relevância técnica e ao fato de refletirem situações em que o sistema elétrico operou próximo dos seus limites, revelando fragilidades relacionadas à inserção crescente de fontes renováveis intermitentes. A partir desses casos, buscou-se identificar padrões de comportamento e dificuldades operativas comuns a sistemas com alta penetração de geração distribuída.

Além da análise qualitativa dos eventos, o estudo utilizou informações disponibilizadas por órgãos oficiais, como relatórios de ocorrência do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), notas técnicas da ANEEL e publicações da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Sendo possível avaliar, de forma comparativa, os impactos da geração distribuída sobre a estabilidade operativa do SIN e compreender com maior profundidade as condições que podem comprometer a confiabilidade do sistema.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1. Geração Distribuída

A geração distribuída é caracterizada pela produção de energia elétrica junto ou próxima ao local de consumo, conectada diretamente à rede de distribuição. Segundo a ANEEL, trata-se de uma modalidade que permite aos consumidores instalar pequenos geradores para produção própria, reduzindo a necessidade de fornecimento pela rede elétrica convencional (ANEEL, 2023).

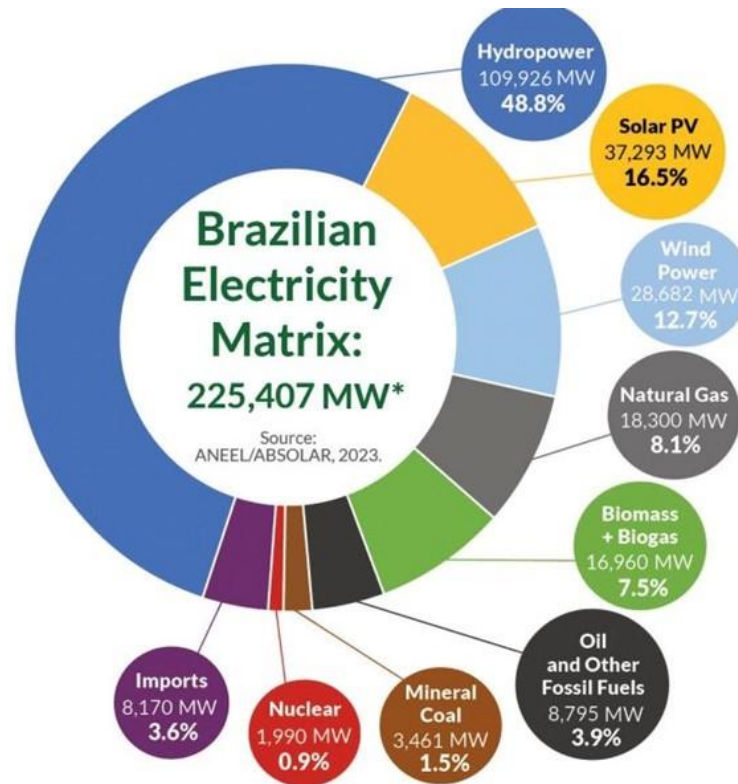
A definição legal da GD encontra-se consolidada na Lei nº 14.300/2022, que institui o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída. Essa legislação define como microgeração unidades com potência instalada inferior ou igual a 75 kW, e como minigeração aquelas com potência superior a 75 kW e inferior ou igual a 5 MW para fontes renováveis, ou 3 MW no caso de cogeração qualificada (Brasil, 2022).

Essa modalidade distingue-se da geração centralizada, tradicionalmente composta por grandes usinas instaladas a longas distâncias dos centros de carga, o que demanda complexa infraestrutura de transmissão. A GD, por operar em tensão de distribuição e próxima ao consumo, apresenta potencial de reduzir perdas técnicas e aliviar sobrecargas na rede.

Quanto às fontes de energia utilizadas, a GD brasileira é composta majoritariamente por sistemas fotovoltaicos. De acordo com dados da ANEEL de junho de 2025, cerca de 98,7% da potência instalada em GD corresponde à energia solar fotovoltaica, com destaque para sistemas residenciais e comerciais de pequeno porte. Outras fontes, como a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e energia eólica, também estão contempladas na regulamentação, embora representem participação muito menor.

Figura 1 - Matriz elétrica brasileira (2023): participação da energia solar fotovoltaica na

capacidade instalada total de geração (16,5 %)



Fonte 1: ANEEL/ABSOLAR, 2023.

Cada tecnologia apresenta características operacionais distintas. A geração fotovoltaica é intermitente e depende da irradiância solar, exigindo inversores para conversão de corrente contínua para alternada. A biomassa, por sua vez, permite geração despachável e pode operar em regime contínuo. Já as PCHs, por utilizarem quedas d'água de pequeno porte, contribuem com energia firme e menor impacto ambiental em comparação às grandes hidrelétricas.

Assim, compreender os conceitos, tipologias e fundamentos legais da geração distribuída é essencial para analisar seus impactos sobre o planejamento, a operação e a confiabilidade do sistema elétrico brasileiro. A predominância da tecnologia fotovoltaica impõe desafios específicos que serão tratados ao longo dos próximos capítulos deste trabalho.

3.1.1. Evolução da Geração Distribuída no Brasil

A GD no Brasil tem registrado uma trajetória de crescimento exponencial desde a regulamentação da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. Esse crescimento se intensificou com a promulgação da Lei nº 14.300/2022, que instituiu o novo marco legal da microgeração e minigeração distribuída (MMGD), estabelecendo regras de transição e maior previsibilidade para os investidores.

Em 2024, segundo dados da ANEEL, foram conectados 782.897 novos sistemas de

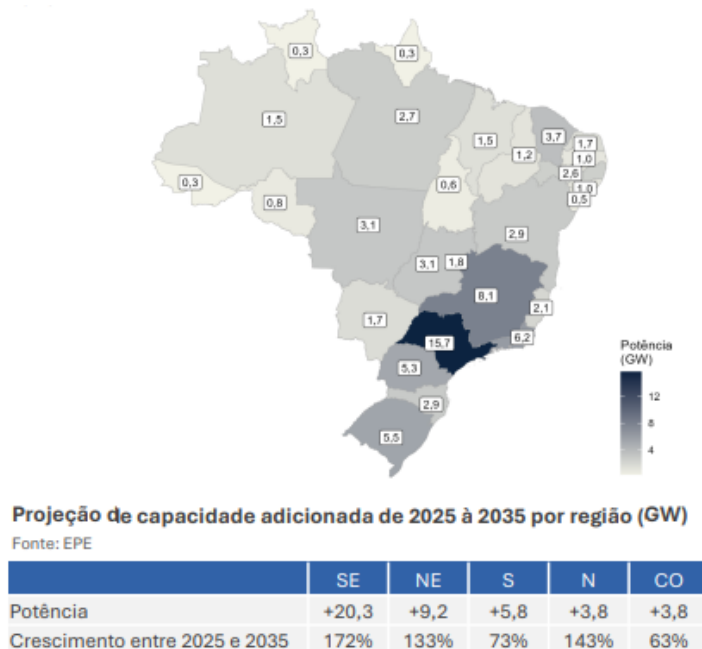
GD, dos quais 782.864 utilizam painéis solares fotovoltaicos. Apenas 29 sistemas eram termelétricos e quatro utilizavam fonte eólica. Esses números evidenciam a hegemonia da tecnologia fotovoltaica na GD brasileira contemporânea (ANEEL, 2025).

Houve também acréscimo de 1.062.923 unidades consumidoras participando do sistema de compensação de energia, beneficiando-se dos créditos gerados pelos sistemas instalados.

A distribuição geográfica desse avanço também é significativa. Em 2024, o estado de São Paulo liderou em número de novas conexões, com 155,8 mil sistemas e incremento de 1.528,9 MW em potência instalada, beneficiando aproximadamente 239 mil unidades consumidoras. Minas Gerais ocupou a segunda posição, com 55,5 mil sistemas novos e 819,9 MW, seguida pelo Paraná, com 48,8 mil novos sistemas e 764,6 MW instalados.

Conforme apresentado na figura 2, as projeções da EPE indicam um cenário ainda mais robusto até 2035. Estima-se que o Brasil poderá alcançar 78 GWp em potência instalada de MMGD até 2050, com forte predominância da microgeração residencial, especialmente no Sudeste.

Figura 2: Projeção da capacidade instalada de MMGD por Unidade da Federação (GW) até 2035 e crescimento regional agregado de 2025 a 2035.



Fonte 2: EPE, 2025

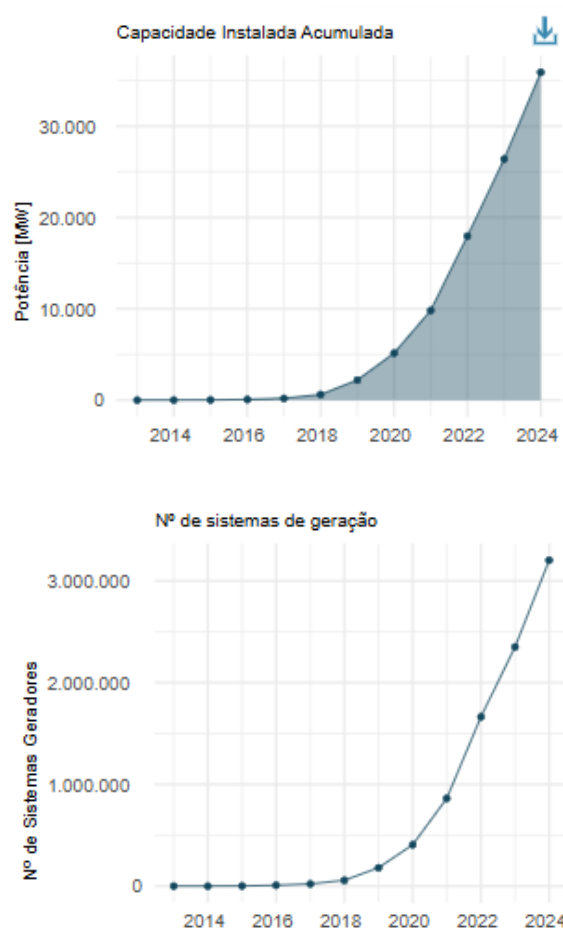
As projeções da EPE indicam um cenário ainda mais robusto até 2035. Estima-se que o Brasil poderá alcançar 78 GWp em potência instalada de MMGD até 2050, com forte predominância da microgeração residencial, especialmente no Sudeste.

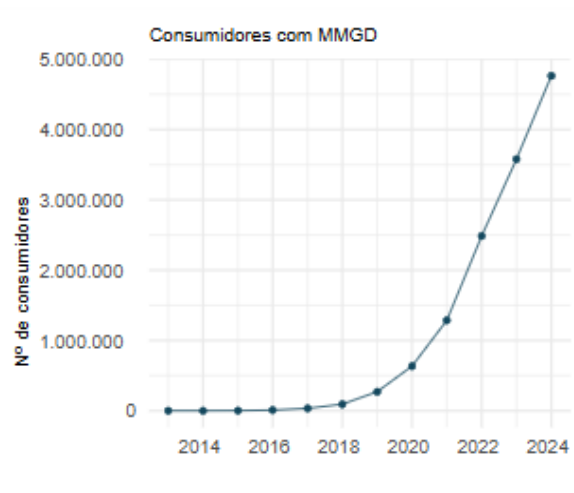
O impulso da GD se deve a um conjunto de fatores: a redução dos custos dos

módulos fotovoltaicos, o aperfeiçoamento tecnológico dos inversores, a atraente taxa de retorno dos investimentos, e a facilidade de integração dos sistemas à rede de distribuição. Além disso, o modelo de compensação de energia estabelecido pela regulação tem sido decisivo para a popularização da GD no segmento residencial e comercial de pequeno porte.

O painel interativo da EPE sobre GD oferece dados consolidados que revelam o dinamismo do setor. Como demonstrado na figura a seguir, houve crescimento expressivo nos últimos 10 anos em termos de capacidade instalada, número de sistemas de geração e número de consumidores participantes.

Figura 3: Evolução da geração distribuída no Brasil entre 2014 e 2024: potência instalada, número de sistemas e número de consumidores





Fonte 3: Painel de Dados da Micro e Minigeração Distribuída. EPE, 2025.

Esse cenário de crescimento acelerado reforça a necessidade de investigar os impactos técnicos e operacionais da GD, especialmente sua inserção em larga escala no Sistema Interligado Nacional. Tais implicações incluem a estabilidade da rede de transmissão, o controle de tensão e frequência e a gestão da geração intermitente – aspectos que serão abordados nos próximos capítulos deste trabalho.

3.1.2. Incentivos e barreiras da Geração distribuída no Brasil

A expansão da geração distribuída no Brasil é resultado de um conjunto de fatores regulatórios, econômicos e tecnológicos que, em sinergia, têm favorecido a sua popularização nos últimos anos. Ao mesmo tempo, esse crescimento encontra obstáculos que precisam ser superados para garantir a sustentabilidade do modelo, especialmente no que se refere à equidade de acesso, à integração segura com a rede e à perenidade dos investimentos.

Um dos principais impulsionadores da GD no país foi a promulgação da Lei nº 14.300/2022, que instituiu o novo marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Essa legislação assegurou regras de transição para os sistemas conectados até janeiro de 2023, permitindo que mantenham o regime de compensação integral da energia elétrica injetada na rede até 2030, com a possibilidade de extensão de benefícios até 2045. Ao mesmo tempo, a nova lei introduziu de forma gradual a cobrança da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), componente "fio B", para novos acessantes, conforme cronograma de transição definido pela ANEEL (BRASIL, 2022).

Do ponto de vista econômico, o modelo de GD tem se mostrado altamente atrativo. A possibilidade de redução expressiva na fatura de energia por meio da compensação de

créditos, combinada com o retorno financeiro acelerado — cujo *payback* médio gira entre quatro e seis anos, dependendo da região e do perfil de consumo — constitui um dos maiores estímulos à adoção da geração própria. Além disso, a instalação de sistemas solares fotovoltaicos tem sido associada à valorização de imóveis e à percepção de autonomia energética por parte dos consumidores. Em certos estados brasileiros, políticas tributárias específicas, como a isenção de ICMS sobre créditos de energia, fortalecem ainda mais esse cenário positivo, contribuindo para ampliar a adesão a essa modalidade de geração elétrica (EPE, 2025a).

Outro fator determinante para a expansão da GD foi a queda expressiva nos custos dos equipamentos. Entre 2020 e 2023, o preço médio dos módulos fotovoltaicos no mercado brasileiro apresentou redução superior a 30%, segundo análise da EPE, impulsionada por ganhos de escala na produção, avanços tecnológicos e aumento da concorrência no setor (EPE, 2025b). A cadeia produtiva nacional, ainda que parcialmente dependente de componentes importados, também contribuiu para a estabilização dos preços e maior acessibilidade dos sistemas.

Paralelamente, o governo federal, por meio do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), promoveu ações de apoio técnico e institucional, com vistas a fomentar o setor (ProGD, 2015). A atuação de instituições financeiras públicas, como o Banco do Brasil e o BNDES, embora ainda limitada em alcance, oferece linhas de crédito voltadas à implantação de sistemas de GD, principalmente no setor rural e comercial de médio porte. A disponibilidade de informações públicas e confiáveis, como as consolidadas no Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída da EPE, também tem sido fundamental para embasar decisões de consumidores e investidores.

Apesar desses incentivos, a GD no Brasil ainda enfrenta barreiras significativas. Uma das mais relevantes é a incerteza regulatória que persiste mesmo após a aprovação do novo marco legal. A interpretação e aplicação heterogênea da Lei nº 14.300/2022 por diferentes distribuidoras e órgãos estaduais, somada à complexidade da transição para o novo modelo tarifário, geram insegurança jurídica e desconfiança entre os agentes do setor (EPE, 2025c).

Adicionalmente, os desafios financeiros continuam sendo um entrave para a democratização da GD. O alto custo inicial de aquisição e instalação dos sistemas ainda impede a adoção em larga escala por consumidores de baixa renda, segmento que concentra boa parte da demanda por redução de custos energéticos. A escassez de linhas de financiamento com prazos longos e taxas acessíveis, associada às exigências de garantias bancárias, compromete a viabilidade de projetos de menor porte, especialmente em áreas periféricas e rurais.

No campo técnico, destaca-se a limitação de capacidade das redes de distribuição em determinadas regiões, o que impede a conexão de novos sistemas GD sem necessidade de reforços estruturais. Essa situação é agravada pela falta de automação e monitoramento em tempo real nos sistemas de distribuição, o que dificulta o controle de fluxo de potência, tensão e frequência. A ausência de telemetria nos sistemas de menor porte torna invisível uma parcela significativa da geração solar distribuída aos operadores do sistema, comprometendo o planejamento e a operação segura da rede elétrica (EPE, 2025a; ANEEL, 2025).

Por fim, barreiras institucionais relacionadas à burocracia nos processos de acesso, à multiplicidade de exigências documentais e à falta de padronização nos trâmites entre distribuidoras também afetam negativamente o avanço da GD no Brasil. Essas dificuldades operacionais elevam os custos indiretos dos projetos, aumentam os prazos de implantação e reduzem a confiança dos consumidores.

Em síntese, embora os incentivos à geração distribuída tenham sido fundamentais para sua consolidação como uma alternativa viável e promissora no setor elétrico brasileiro, os desafios regulatórios, financeiros, técnicos e institucionais impõem a necessidade de atuação coordenada entre os diversos atores envolvidos. A superação dessas barreiras é condição indispensável para que a GD avance de forma equitativa, segura e sustentável, contribuindo para a transição energética nacional.

3.1.3. Geração distribuída pelo mundo

A adoção da GD tem avançado significativamente em diversas partes do mundo, impulsionada por políticas públicas, inovações tecnológicas e mudanças na percepção do papel do consumidor no setor elétrico. O estudo de experiências internacionais permite identificar modelos de sucesso, lições aprendidas e caminhos possíveis para o aperfeiçoamento da GD no Brasil.

Nos Estados Unidos, o panorama da GD varia significativamente entre os estados, dado o caráter descentralizado da regulação do setor elétrico. Estados como a Califórnia lideraram a expansão com políticas robustas, exigência de medição bidirecional e metas de energias renováveis. Em contraste, outros estados adotaram modelos mais restritivos, o que resultou em assimetrias no desenvolvimento da GD (IEA, 2025). A lição fundamental desse contexto é a relevância da regulação local e do envolvimento de entes subnacionais na promoção de um ambiente favorável à geração descentralizada.

A Austrália constitui um dos exemplos mais expressivos de sucesso da GD, especialmente na modalidade solar fotovoltaica residencial. Em 2024, o país alcançou a marca

de mais de 4 milhões de sistemas instalados, representando aproximadamente um em cada três domicílios com painéis solares no telhado. Essa alta penetração resulta de uma combinação de tarifas atrativas, campanhas educativas, e apoio a soluções de armazenamento residencial. Entre dezembro de 2024 e fevereiro de 2025, a geração solar residencial cresceu 20 %, totalizando 10.592 GWh, o que corresponde a cerca de 16 % da energia elétrica fornecida à rede nacional nesse período (CLEAN ENERGY COUNCIL, 2024; NEWS.COM.AU, 2025). A experiência australiana demonstra como políticas consistentes e foco no consumidor residencial podem transformar o papel da GD na matriz elétrica.

O Japão, por sua vez, adotou a geração distribuída como estratégia de resiliência energética após o acidente nuclear de Fukushima, em 2011. O país promoveu o desenvolvimento de comunidades inteligentes com geração solar local, armazenamento e sistemas de gestão de energia. Tais iniciativas foram fundamentais para garantir segurança energética, especialmente em áreas urbanas densas e vulneráveis a desastres naturais. Em 2024, análises indicavam que o Japão poderia alcançar a independência energética até 2060 com forte participação das fontes renováveis, especialmente a solar descentralizada (REUTERS, 2024; SOLAR MAGAZINE, 2024).

Em termos quantitativos, os dados da Agência Internacional de Energia (IEA) e do programa IEA-PVPS revelam o avanço da GD solar ao redor do mundo. A capacidade instalada de sistemas solares distribuídos cresceu significativamente em países como Japão, Austrália, Holanda e Bélgica, refletindo políticas públicas bem estruturadas e apoio social consolidado. Em 2025, 21 países já geraram mais de 15 % de sua eletricidade a partir da energia solar, sendo que a maior parte dessa produção advém de sistemas distribuídos em contextos urbanos e rurais descentralizados (IEA, 2025; EMBER, 2025).

A comparação internacional evidencia que a consolidação da GD depende de um ambiente regulatório estável, estímulos financeiros adequados, infraestrutura técnica compatível e conscientização da sociedade. Países que estruturaram políticas de longo prazo, com metas claras e incentivos bem definidos, lograram êxito na massificação da geração descentralizada. As lições extraídas dessas experiências internacionais são fundamentais para orientar o aperfeiçoamento do modelo brasileiro, especialmente frente aos desafios de integração técnica com a rede, sustentabilidade econômica dos subsídios e equidade no acesso aos benefícios da GD.

3.1.4. Interação entre Geração Distribuída e Rede de Transmissão

Atualmente, um dos maiores desafios operacionais enfrentados pelo SIN refere-se

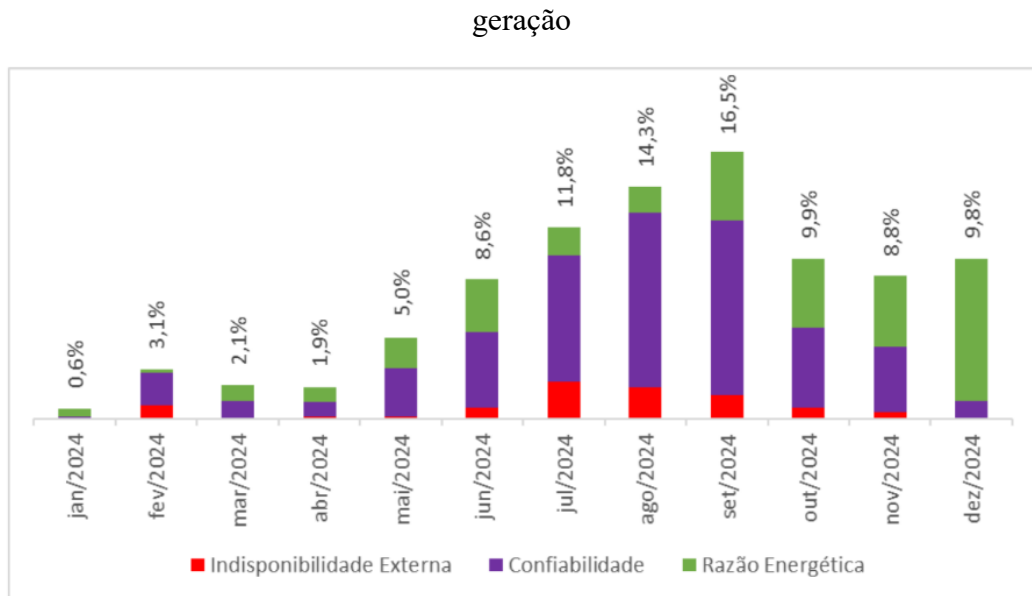
à crescente penetração de GD, sobretudo em sua forma fotovoltaica, conectados à rede de distribuição — especialmente micro e minigeradores instalados em residências, comércios e pequenas indústrias. Embora fisicamente integrados à rede de distribuição, os efeitos da GD extrapolam esse limite, gerando repercussões diretas sobre a rede de transmissão.

O ONS tem reconhecido, em relatórios técnicos recentes, que a visibilidade reduzida e a ausência de controle operacional sobre os recursos energéticos distribuídos são fatores críticos para a operação segura e estável do SIN. Como esses recursos não são supervisionados diretamente pelo ONS, a previsibilidade da oferta é limitada, dificultando o planejamento e a coordenação das ações sistêmicas necessárias para manter o equilíbrio entre geração e demanda.

Um dos efeitos mais evidentes dessa limitação é o aumento na ocorrência de *curtailment*, ou cortes de geração, não apenas motivados por excesso de oferta, mas também pela limitação no escoamento de energia e desequilíbrios localizados no sistema. Tais cortes, cada vez mais frequentes, afetam inclusive usinas de maior porte conectadas à Rede Básica, em especial durante períodos de alta geração solar distribuída com baixa demanda local. O relatório técnico intitulado “RT DGL-ONS 0189-2025” enfatiza que "a expansão das fontes renováveis variáveis, eólica e principalmente solar, impacta sobremaneira a operação do SIN, demandando soluções para garantir a confiabilidade do sistema".

É possível observar também (Figura 4) um crescimento gradual das restrições ao longo de 2024, com destaque para os cortes associados à confiabilidade e à razão energética. Nos primeiros meses do ano, os percentuais de restrição permaneceram baixos, refletindo um período de maior estabilidade operacional. A partir de maio, entretanto, verifica-se uma elevação consistente, alcançando o pico em setembro, quando o índice total atingiu 16,5%. Nesse período, os cortes por confiabilidade passaram a representar parcela significativa das limitações, indicando maior sensibilidade do sistema a variações de geração e demanda. Já a razão energética apresentou forte crescimento entre junho e setembro, sugerindo a ocorrência de condições hidrológicas e operativas desfavoráveis que limitaram o despacho das usinas. Após esse intervalo, nota-se uma redução gradual dos índices, embora os níveis de restrição permaneçam superiores aos observados no início do ano.

Figura 4: Evolução das restrições no ano de 2024 discretizadas por mês em % do potencial *de*

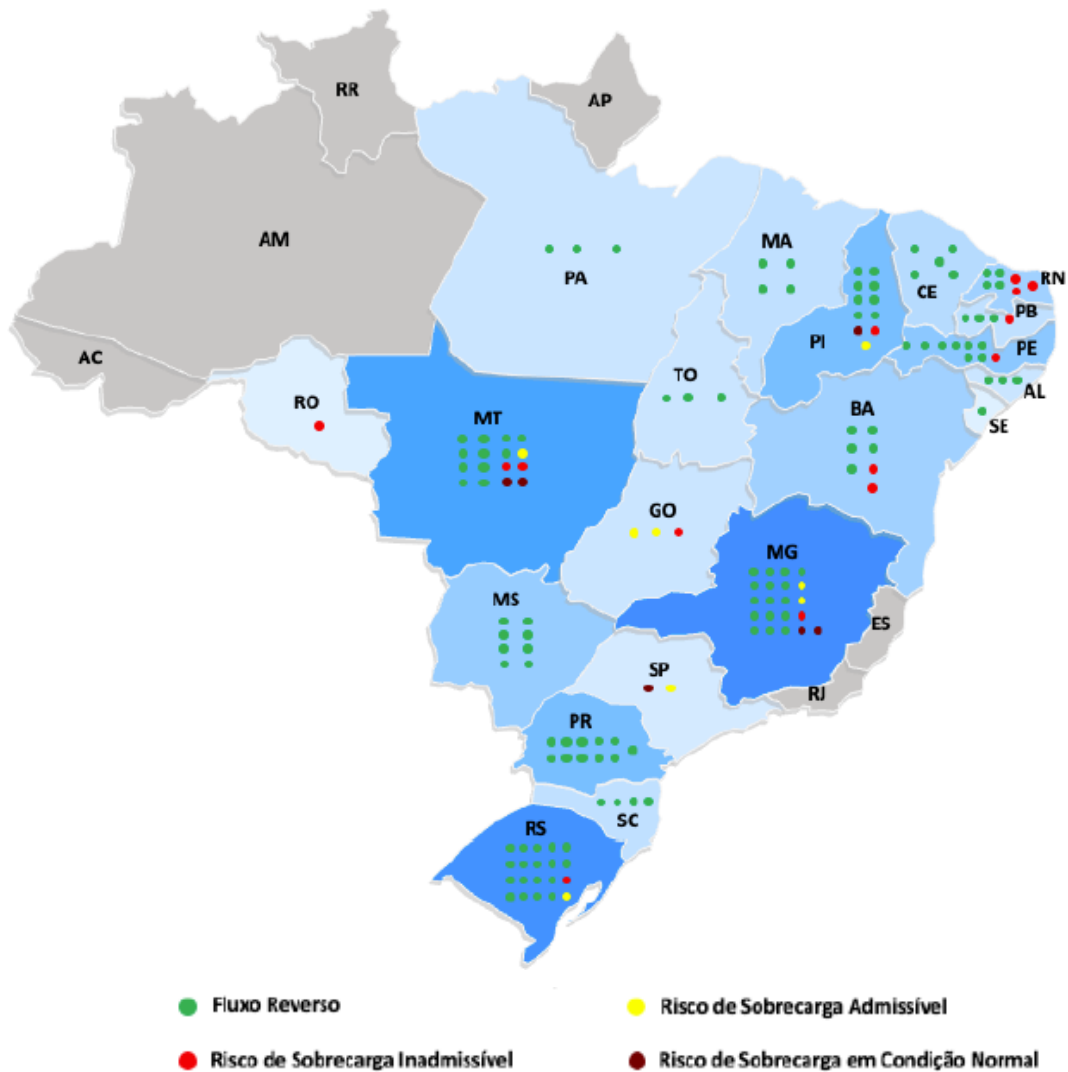


Fonte 4.: RT DGL-ONS 0189-2025 – GT Curtailment, ONS, 2025

Outro impacto concreto é a inversão de fluxo de potência nas subestações de fronteira entre os sistemas de distribuição e transmissão. Em determinados períodos, como feriados, finais de semana ou horários de baixa carga, o excedente de geração distribuída pode fluir da rede de distribuição para a de transmissão, gerando sobrecarga em transformadores e linhas não dimensionadas para esse tipo de operação inversa. Esse comportamento impõe desafios técnicos significativos, exigindo investimentos em monitoramento, proteção e controle dinâmico da rede.

Conforme apresentado na Figura 5, o Diagnóstico Estadual das Subestações evidencia a presença desse fenômeno em diversas regiões do país, com maior concentração nos estados do Sudeste e Nordeste. A ocorrência de pontos críticos nesses estados reflete a elevada penetração da geração distribuída, especialmente fotovoltaica, em áreas com infraestrutura originalmente projetada para fluxo unidirecional de potência

Figura 5: Diagnóstico Estadual das Subestações com Possibilidade de Fluxo Reverso



Fonte 5: EPE. Revista PARPEL 2024

A complexidade se amplia ao considerar os desafios de proteção e controle. Os sistemas de proteção convencionais, dimensionados para fluxos unidirecionais, tornam-se menos eficazes diante da bidirecionalidade introduzida pela GD. A resposta a faltas, a coordenação de disjuntores e a atuação dos sistemas de proteção precisam ser reconfiguradas para lidar com múltiplos pontos de injeção de energia, o que exige modernização de equipamentos e atualização das diretrizes técnicas dos agentes do setor.

No aspecto regulatório, ainda há lacunas significativas. A ANEEL tem conduzido discussões sobre a necessidade de permitir o corte remoto da geração distribuída — tanto por parte do ONS, quando a restrição se dá na Rede Básica, quanto pelas distribuidoras, em caso de limitações internas à rede de distribuição. No entanto, essa possibilidade depende de avanços

tecnológicos, como a instalação de inversores inteligentes, capazes de responder a comandos externos e atuar de forma coordenada com os despachos do ONS.

Outro aspecto central é o ponto de conexão. Segundo o Módulo 3 do PRODIST da ANEEL, a definição adequada do ponto de conexão da GD, seja em redes de média ou baixa tensão, deve levar em consideração o impacto no fluxo de potência e na estabilidade da rede como um todo. Em situações em que a conexão se dá em redes já saturadas ou com pouca capacidade de escoamento, o risco de impactos sistêmicos é ampliado, exigindo estudos prévios de capacidade e reforços estruturais quando necessário.

Portanto, a interação entre GD e rede de transmissão impõe uma mudança de paradigma na operação e planejamento do setor elétrico. A gestão eficiente dessa transição requer visibilidade operacional, integração regulatória e avanço tecnológico que permita à geração distribuída contribuir, de forma segura e coordenada, para a confiabilidade do SIN.

3.2. Sistema Interligado Nacional e o Sistema Elétrico Brasileiro

O Sistema Interligado Nacional é uma das maiores e mais complexas malhas de energia elétrica do mundo, abrangendo as cinco regiões do Brasil e fornecendo eletricidade de forma contínua e integrada para a imensa maioria da população. De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico, o SIN é composto por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Essas regiões são interconectadas por uma extensa malha de linhas de transmissão em alta tensão, que permitem a troca de energia entre áreas com excedente e aquelas com déficit, promovendo segurança e eficiência no suprimento energético.

Criado formalmente em 1998, por meio da Resolução nº 351/1998 do Ministério de Minas e Energia, com base na Lei nº 9.648/1998 e no Decreto nº 2.655/1998, o SIN é operado pelo ONS, que tem como principais atribuições o planejamento, coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica, buscando garantir o equilíbrio entre oferta e demanda, otimizar o uso dos recursos energéticos disponíveis e assegurar a confiabilidade do sistema.

Figura 6: Malha de Transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN)



Fonte 6: ONS. SIN Maps, 2025

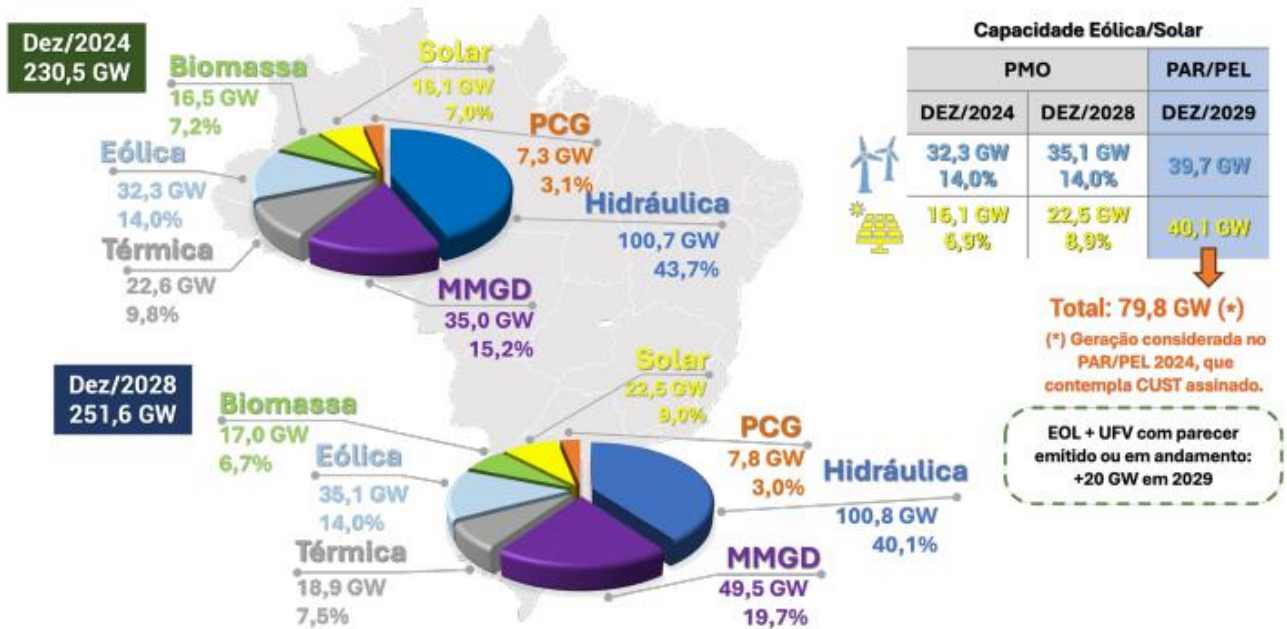
A Agência Nacional de Energia Elétrica, criada pela Lei nº 9.427/1996, regula e fiscaliza o setor elétrico nacional, estabelecendo diretrizes para o funcionamento do SIN e garantindo qualidade e modicidade tarifária. Além disso, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o Ministério de Minas e Energia (MME) participam do planejamento estratégico de longo prazo.

A estrutura do setor elétrico brasileiro é composta por diversos agentes com funções específicas. Empresas geradoras operam usinas hidrelétricas, termelétricas, solares e eólicas. As transmissoras transportam energia em alta tensão por grandes distâncias, até subestações próximas aos centros consumidores. As distribuidoras são responsáveis por entregar a energia ao consumidor final, em níveis de tensão adequados. Toda essa estrutura é articulada sob a supervisão do ONS, que opera o sistema em tempo real, utilizando ferramentas como despacho centralizado, previsão de carga e controle de frequência.

A capacidade de interligação do SIN permite explorar as diferenças sazonais entre bacias hidrográficas, otimizando o uso da matriz hidrelétrica nacional. Em situações críticas, o sistema também pode acionar termelétricas adicionais ou importar energia de países vizinhos, como Argentina e Uruguai, assegurando a continuidade do fornecimento.

A matriz elétrica brasileira é reconhecida por sua diversidade. As hidrelétricas ainda respondem por quase metade da capacidade instalada, mas fontes renováveis como eólica e solar têm ampliado significativamente sua participação. De acordo com o Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo (PAR/PEL 2024, ciclo 2025-2029), a capacidade instalada do SIN atingiu 230,5 GW em dezembro de 2024, sendo composta por 108,0 GW (46,8%) de hidrelétricas e PCHs; 22,6 GW (9,8%) de termelétricas convencionais e nucleares; 16,5 GW (7,2%) de usinas a biomassa; 48,3 GW (21,0%) de usinas eólicas e solares; e 35,0 GW (15,2%) de micro e minigeração distribuída (MMGD).

Figura 7: Matriz de Energia Elétrica Brasileira



Fonte 7: PAR/PEL. ONS, 2024.

A previsão para dezembro de 2028 é de uma capacidade total de 251,6 GW, com destaque para o crescimento das fontes renováveis variáveis. Esse cenário exige um sistema de transmissão robusto, capaz de lidar com as bruscas variações de potência decorrentes da intermitência da geração eólica e solar. Será necessário assegurar serviços ancilares como controle de tensão, frequência, reserva operativa e inércia do sistema, especialmente considerando o aumento da conexão de fontes por meio de conversores eletrônicos, que não contribuem com inércia síncrona.

O SIN está em constante transformação, impulsionado pela modernização tecnológica, digitalização da operação, aumento da participação de fontes limpas e a evolução das demandas do mercado. Esse dinamismo representa tanto desafios como oportunidades, exigindo regulação

eficiente, coordenação entre agentes e investimentos contínuos em infraestrutura elétrica.

Portanto, compreender a estrutura, a operação e a evolução do SIN é essencial para analisar o impacto da geração distribuída, as necessidades do sistema de transmissão e as diretrizes futuras para um setor elétrico sustentável, resiliente e eficiente no Brasil.

3.3. Rede de Transmissão

A rede de transmissão de energia elétrica é o conjunto de instalações e equipamentos destinados ao transporte de grandes blocos de energia elétrica, em alta ou extra-alta tensão, entre os centros de geração e os centros de carga, de forma a garantir eficiência, segurança e confiabilidade ao suprimento energético. Conforme definido no Módulo 1 do PRODIST da ANEEL, a rede de transmissão compreende as instalações com tensão nominal superior a 230 kV, podendo incluir também as de 138 kV, nos casos em que interligam diretamente unidades geradoras de grande porte ou compõem a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Diferentemente da rede de distribuição, que opera com tensões mais baixas e atende diretamente os consumidores finais, a transmissão é responsável por percorrer longas distâncias, transportando energia entre grandes blocos de geração e subestações próximas aos centros urbanos. Esse transporte ocorre em tensões elevadas como 230 kV, 500 kV ou 750 kV

Os principais componentes da rede de transmissão incluem: linhas de transmissão (condutores montados sobre torres metálicas ou estruturas compactas), subestações (responsáveis por transformar os níveis de tensão e realizar manobras operativas) e transformadores elevadores e redutores, que permitem a adequada adequação da tensão para diferentes segmentos da rede elétrica.

Do ponto de vista sistêmico, a rede de transmissão funciona de forma integrada sob o controle centralizado do Operador Nacional do Sistema Elétrico. O fluxo de potência entre regiões é despachado conforme critérios de mérito técnico e econômico, levando em consideração variáveis como custo da geração, disponibilidade hídrica e condições operativas das linhas. Esse processo é chamado de despacho centralizado.

Um dos aspectos técnicos mais relevantes da rede de transmissão é a sua contribuição direta para a confiabilidade elétrica do sistema. De acordo com o Módulo 2 do PRODIST (ANEEL, 2023), o planejamento e a operação das redes devem garantir a continuidade do fornecimento mesmo na ocorrência de contingências simples, como a perda de um único elemento do sistema (linha, transformador ou gerador). Além disso, a rede deve garantir sincronismo, estabilidade de frequência e tensão, e capacidade de reação a perturbações.

A operação segura também depende de sofisticados sistemas de proteção e controle, como relés de proteção, disjuntores de alta tensão e sistemas de automação SCADA, que permitem a supervisão em tempo real da rede e a atuação rápida diante de falhas. Esses sistemas são essenciais para isolar defeitos, proteger equipamentos e preservar a integridade do sistema como um todo.

Por fim, destaca-se que a concepção da rede de transmissão brasileira tradicionalmente não considerava a presença significativa de geração conectada à rede de distribuição. Esse novo paradigma exige revisões nos critérios técnicos de fluxo de potência, controle e proteção, que serão abordados em tópicos subsequentes.

3.3.1. Evolução Histórica e Papel no SIN

A rede de transmissão de energia elétrica no Brasil passou por um processo contínuo de expansão e modernização ao longo das últimas décadas, refletindo a evolução da matriz energética e a necessidade de integração territorial. No início do setor elétrico brasileiro, predominavam sistemas isolados e regionais, com redes limitadas à geração local e ao atendimento de cargas urbanas específicas. Foi apenas a partir das décadas de 1960 e 1970, com a construção de grandes usinas hidrelétricas e a implementação do Programa de Integração Nacional, que se consolidaram as primeiras interligações regionais de maior porte, estabelecendo as bases para a futura malha de transmissão nacional.

A década de 1990 marcou uma inflexão institucional significativa, com a promulgação da Lei nº 9.648/1998 e do Decreto nº 2.655/1998, que reestruturaram o setor elétrico, instituíram o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e definiram a Rede Básica como o conjunto das instalações de transmissão de responsabilidade operativa compartilhada. Desde então, a expansão da rede tem sido planejada de forma centralizada, por meio de estudos da Empresa de Pesquisa Energética e do Planejamento da Operação do SIN, conduzido pelo ONS, com regulação técnica e tarifária da ANEEL.

O principal papel da rede de transmissão no contexto do Sistema Interligado Nacional é permitir o despacho centralizado da geração elétrica, otimizando os recursos energéticos disponíveis nas diferentes regiões do país. Isso se torna possível graças à capacidade de transferência entre os subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, o que permite, por exemplo, que excedentes hidrelétricos do Norte sejam utilizados no Sudeste durante períodos de escassez hídrica. Esse intercâmbio também contribui para a confiabilidade sistêmica, permitindo o suporte mútuo entre regiões em situações de contingência, além de reduzir a necessidade de geração térmica em determinadas áreas.

Com o avanço da geração renovável, a rede de transmissão passou a exercer papel ainda mais estratégico. A maioria das fontes renováveis de grande porte está localizada em regiões afastadas dos principais centros de carga, como o Nordeste (eólica) e o interior do Norte e Centro-Oeste (solar e hídrica), exigindo linhas de transmissão de longa distância para escoamento da produção. Além disso, as características de variabilidade dessas fontes impõem novos desafios operacionais, exigindo maior flexibilidade e velocidade de resposta por parte do sistema.

A malha de transmissão brasileira evoluiu também do ponto de vista tecnológico. As tensões operacionais aumentaram progressivamente, partindo de 138 kV e 230 kV para 500 kV em corrente alternada e chegando a sistemas em corrente contínua, como o linhão de Belo Monte, operando a 800 kV. Esses avanços permitiram a redução das perdas técnicas, o aumento da capacidade de escoamento e a viabilização de projetos de grande escala. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2033, o país contava em 2023 com aproximadamente 180 mil km de linhas de transmissão e deverá atingir mais de 220 mil km até o fim da década, consolidando a capilaridade e robustez do SIN.

A integração dos sistemas de armazenamento e dos recursos energéticos distribuídos demandará uma nova abordagem para a rede de transmissão, que deixará de ser apenas um canal de escoamento de grandes blocos de energia para também atuar como facilitadora da inteligência sistêmica e da flexibilidade operacional. O papel estratégico da rede, portanto, continuará a se expandir no contexto da transição energética brasileira.

4. IMPACTOS TÉCNICOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA TRANSMISSÃO

4.1. Qualidade no fornecimento de energia elétrica

O fornecimento de energia elétrica deve assegurar não apenas a disponibilidade contínua, mas também parâmetros técnicos que garantam o funcionamento adequado de equipamentos e a segurança da rede elétrica. Nesse contexto, a qualidade da energia elétrica é um requisito essencial, regulamentado no Brasil pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio do Módulo 8 do PRODIST, que estabelece critérios de desempenho relacionados à tensão, frequência e continuidade do serviço (ANEEL, 2018).

A tensão precisa permanecer dentro de limites aceitáveis para não comprometer aparelhos residenciais, comerciais e industriais. Tanto sobretensões quanto subtensões podem causar desde perdas de eficiência até falhas definitivas em equipamentos sensíveis. Já a frequência elétrica, que no Brasil deve ser rigidamente mantida em torno de 60 Hz, é controlada pelo ONS. Desvios significativos nesse parâmetro indicam desequilíbrios entre geração e carga, podendo resultar no desligamento automático de geradores e linhas de transmissão.

Outro aspecto relevante é a continuidade do fornecimento, monitorada por meio de indicadores como o Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e o Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Esses indicadores permitem avaliar a qualidade percebida pelo consumidor e constituem referência para a fiscalização das distribuidoras pela ANEEL.

A qualidade e a estabilidade no fornecimento de energia elétrica permanecem como dimensões centrais para o desempenho do setor, especialmente em um cenário de crescente penetração de geração distribuída, no qual os desafios operacionais se tornam mais complexos e demandam soluções tecnológicas associadas a redes inteligentes e a uma regulação mais dinâmica.

4.2. Confiabilidade e estabilidade operacional

A confiabilidade do sistema elétrico está diretamente associada à sua capacidade de atender continuamente à carga, minimizando a probabilidade de falhas e garantindo tempos adequados de restabelecimento após interrupção. De acordo com o *North American Electric Reliability Corporation* (NERC, 2012), a confiabilidade compreende dois aspectos complementares: (i) adequação, entendida como a habilidade do sistema em suprir a carga em condições normais; e (ii) segurança, que corresponde à capacidade de suportar contingências sem perda generalizada de serviço. No Brasil, esses conceitos estão incorporados ao planejamento energético conduzido pela EPE e à operação coordenada pelo ONS, que estabelece margens de reserva de potência, critérios de contingência e estratégias de expansão da rede de transmissão e distribuição.

A geração distribuída introduz novos elementos nesse debate. Do ponto de vista positivo, a GD pode contribuir para a confiabilidade ao descentralizar a produção de energia, reduzindo a dependência de grandes usinas e minimizando vulnerabilidades em longas linhas de transmissão. Essa descentralização também aumenta a resiliência frente a falhas localizadas e garante maior autonomia a consumidores que adotam sistemas de geração própria. Por outro lado, em elevada escala, a GD pode reduzir a confiabilidade se não for devidamente planejada, já que a variabilidade das fontes solar e eólica dificulta o balanceamento entre oferta e demanda, elevando o risco de interrupções e exigindo maior suporte de usinas despacháveis e sistemas de armazenamento.

No que se refere à estabilidade, esta está associada à capacidade do sistema elétrico de manter sua integridade operacional após distúrbios. A literatura clássica, especialmente Kundur (1994), classifica a estabilidade em três dimensões principais: transitória, de tensão e de frequência. A estabilidade transitória refere-se à habilidade do sistema em manter o sincronismo entre geradores após grandes perturbações, como curtos-circuitos ou perda de linhas. A estabilidade de tensão está relacionada à manutenção de níveis aceitáveis de tensão após variações de carga ou falhas na rede, sendo especialmente relevante no contexto atual, em que a elevada presença de geração fotovoltaica em baixa tensão pode provocar flutuações locais significativas. Por fim, a estabilidade de frequência corresponde à manutenção da frequência nominal diante de desequilíbrios instantâneos entre geração e consumo, hoje um dos maiores desafios operacionais do SIN devido à redução da inércia sistêmica causada pelo crescimento de fontes renováveis intermitentes conectadas à rede de distribuição, que não oferecem a mesma contribuição inercial das grandes usinas síncronas.

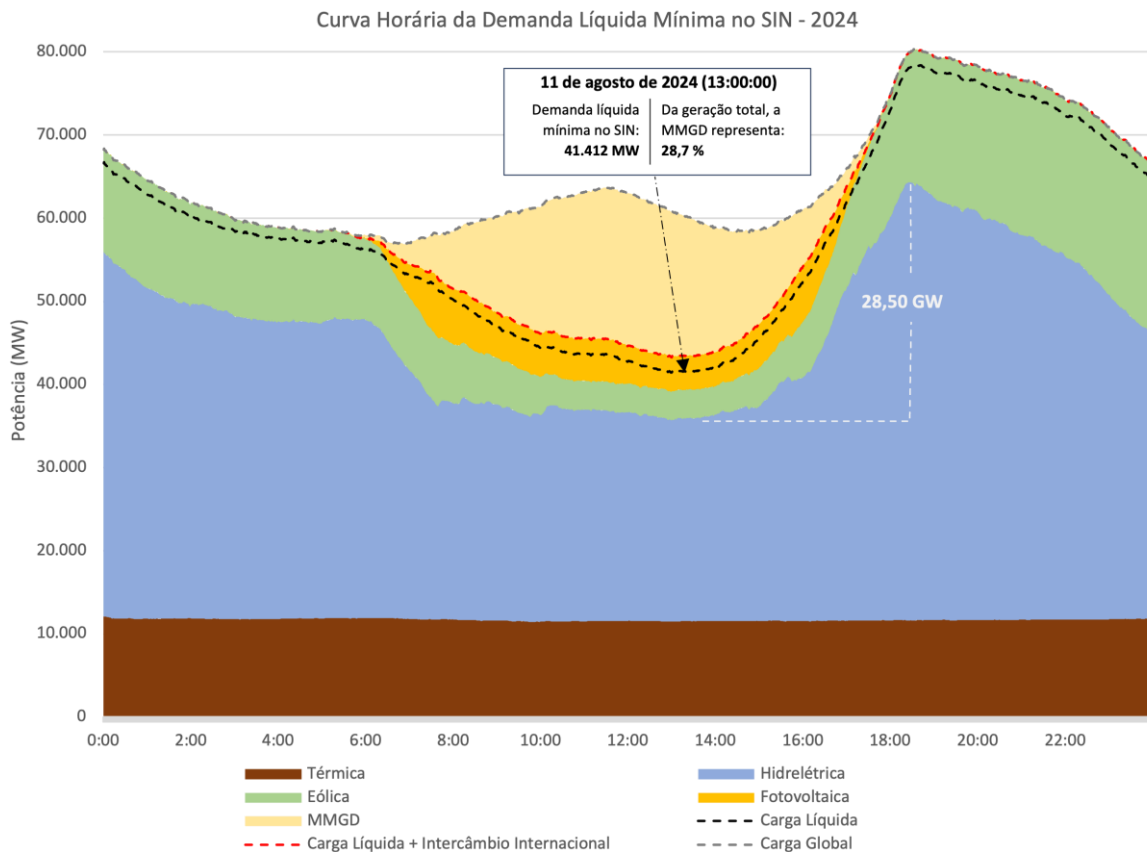
A GD, portanto, pode impactar de maneiras distintas cada uma dessas dimensões. Em termos de estabilidade transitória, o efeito tende a ser limitado, já que pequenas unidades não são responsáveis pela sustentação do sincronismo do sistema. No entanto, a elevada penetração da geração fotovoltaica reduz a contribuição de potência reativa e de inércia eletromecânica, fragilizando a estabilidade de tensão e de frequência.

Um dos principais pontos a destacar é que, nos últimos anos, a dinâmica do consumo e da geração tem alterado de forma significativa o comportamento da curva de carga do SIN. A inserção crescente da micro e minigeração distribuída (MMGD), sobretudo de origem solar fotovoltaica, modificou o perfil da demanda líquida ao longo do dia, deslocando a carga mínima para horários antes menos críticos e ampliando a diferença entre os vales e os picos de demanda. Esse fenômeno, conhecido como mudança do comportamento da carga ou efeito *duck curve*, constitui um dos maiores desafios para a confiabilidade e a estabilidade operacional do

sistema elétrico brasileiro (EPE, 2024).

A curva horária de 2024 (Figura 8) mostra que, em períodos de elevada produção solar, o SIN precisa operar com térmicas e hidrelétricas em patamares mínimos, o que compromete a flexibilidade operativa. Em termos de confiabilidade, o risco está na menor disponibilidade de reservas girantes para absorver perturbações.

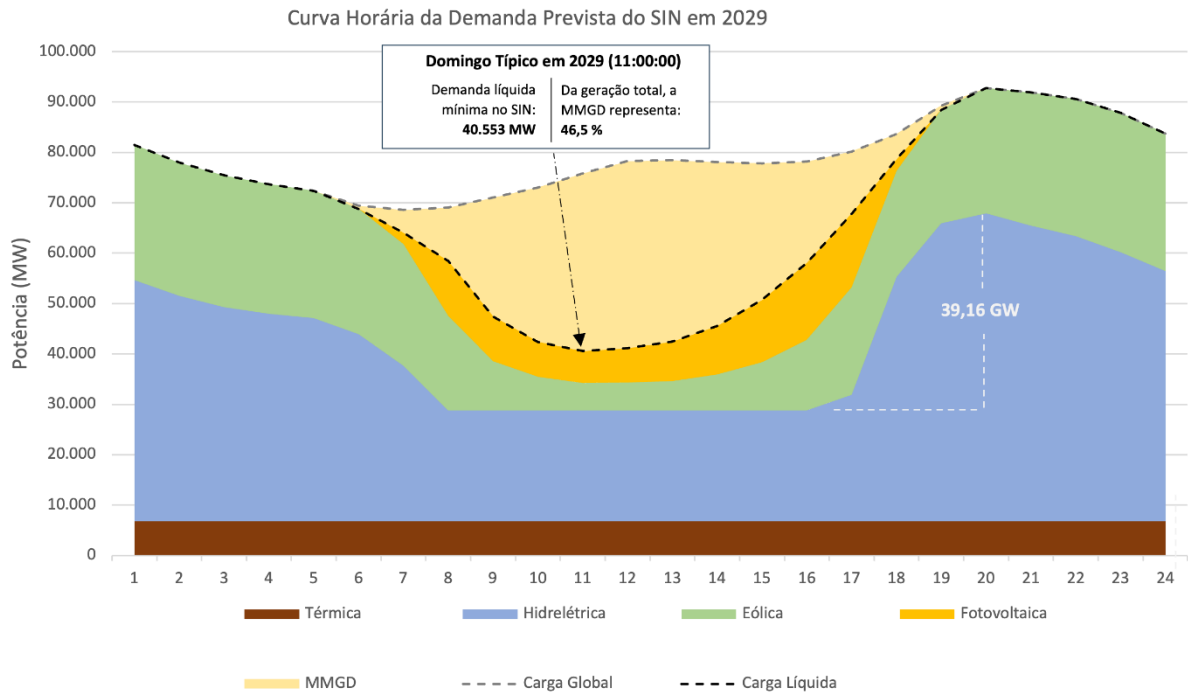
Figura 8: Curva horária da demanda líquida mínima no SIN em 2024.



Fonte 8: ONS, 2024.

Na figura 9 é possível observar a previsão elaborada pela EPE para o ano de 2029, o perfil da demanda horária do SIN, decorrente do avanço da geração distribuída fotovoltaica. Durante o período diurno, especialmente entre 10h e 15h, verifica-se uma expressiva redução da carga líquida, resultado da elevada produção da micro e minigeração distribuída, que, por volta das 11h, chega a representar aproximadamente 46,5% da geração total do sistema. Nesse horário, a demanda líquida mínima prevista é de 40.553 MW, evidenciando o impacto direto da geração solar sobre o comportamento da rede de distribuição. Após o pôr do sol, observa-se uma rápida elevação da carga líquida, exigindo maior flexibilidade e capacidade de resposta do sistema elétrico.

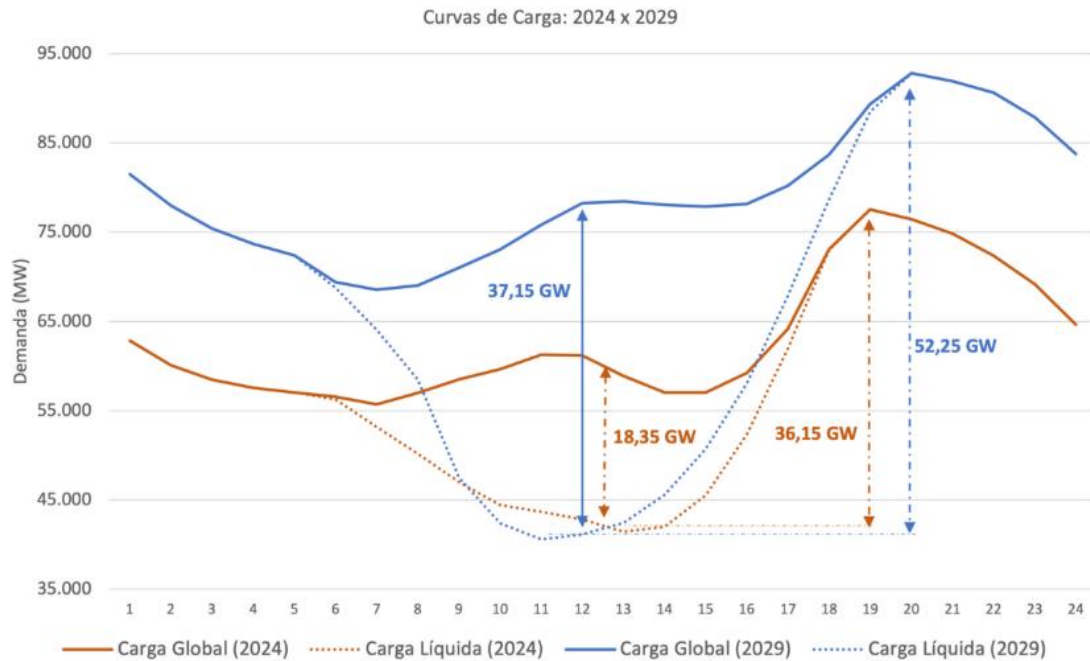
Figura 9: Projeção da Modulação das Fontes no Atendimento à Demanda Prevista para a Curva de Carga do Domingo em 2029



Fonte 9: ONS, 2024.

A análise comparativa entre 2024 e 2029 (Figura 10) evidencia que a diferença entre carga global e carga líquida tende a se acentuar, alcançando até 52,25 GW no pico noturno projetado para 2029. Essa discrepância aumenta o esforço de rampa exigido de hidrelétricas e térmicas, ampliando os riscos de instabilidades transitórias e de tensão. Do ponto de vista da confiabilidade, rampas tão acentuadas podem esgotar margens de segurança operativa, tornando indispensável a incorporação de novas soluções de flexibilidade, como armazenamento, resposta da demanda e usinas de rápida resposta.

Figura 10: Comparação entre as Curvas Horárias das Cargas Global e Líquida do SIN Verificadas em 2024 e Previstas para 2029



Fonte 10: ONS, 2024.

No cenário projetado (Figura 9), embora esse resultado seja positivo para a diversificação da matriz elétrica, ele traz preocupações operacionais: quanto maior a participação da GD, maior o risco de sobrecarga dos mecanismos de compensação, principalmente em transições entre tarde e noite. A confiabilidade, nesse caso, passa a depender de soluções adicionais, como interconexões mais robustas, armazenamento distribuído e despacho coordenado.

Do ponto de vista crítico, a mudança no comportamento da carga deve ser interpretada como um fenômeno duplo: por um lado, representa uma oportunidade de reduzir a dependência de fontes fósseis e ampliar a inserção de energias limpas; por outro, intensifica a complexidade operacional do SIN, exigindo novas abordagens para garantir reservas, resposta rápida e estabilidade dinâmica em cenários cada vez mais variáveis.

4.3. Inversão de Fluxo ou Fluxo reverso de potência

A inversão de fluxo de potência, também chamada de fluxo reverso, ocorre quando a energia gerada por unidades de micro ou minigeração distribuída conectadas à rede de distribuição excede o consumo local e passa a ser injetada em direção à rede principal, alterando o sentido tradicional do fluxo de energia (ANEEL, 2024). De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia, “casos de inversão de fluxo de potência ativa nas redes elétricas têm

aumentado no Sistema Interligado Nacional em função da difusão de usinas não despachadas pelo ONS, como a MMGD” (EPE, 2023).

Do ponto de vista técnico, a ocorrência do fluxo reverso pode gerar implicações importantes. Em transformadores e linhas de distribuição, há o risco de sobrecarga, aquecimento excessivo e redução da vida útil dos equipamentos, sobretudo em áreas onde a densidade de geração fotovoltaica é elevada e a rede não foi originalmente projetada para operar nesses regimes. Além disso, a mudança no sentido das correntes pode afetar o desempenho dos sistemas de proteção, já que ajustes tradicionais foram dimensionados para um fluxo unidirecional, o que exige adequações de relés, disjuntores e esquemas de coordenação (ONS, 2022).

Outro impacto relevante refere-se à alteração no comportamento da demanda. Com a difusão da GD, a demanda líquida observada pelas distribuidoras e pelo ONS deixou de refletir apenas o consumo das cargas, passando também a ser influenciada pela geração local. Essa mudança pode deslocar os horários de carga mínima e máxima e aumentar a variabilidade do perfil de demanda, impondo novos desafios à confiabilidade e à estabilidade operacional do SIN, conforme apontado nos estudos do Plano de Referência de Expansão da Transmissão (PARPEL 2024).

No que diz respeito às estratégias de mitigação, a ANEEL estabeleceu critérios específicos para lidar com situações em que a conexão de micro ou minigeração distribuída implique inversão do fluxo de potência. A Resolução Normativa nº 1.059/2023 dispõe:

§ 1º Caso a conexão nova ou o aumento de potência injetada de microgeração ou minigeração distribuída implique inversão do fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador, a distribuidora deve realizar estudos para identificar as opções viáveis que eliminem tal inversão, a exemplo de:

- I - Reconfiguração dos circuitos e remanejamento da carga;
- II - Definição de outro circuito elétrico para conexão da geração distribuída;
- III - conexão em nível de tensão superior ao disposto no inciso I do caput do art. 23;
- IV - Redução da potência injetável de forma permanente;
- V - Redução da potência injetável em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica.

(ANEEL, 2023).

Diversas estratégias têm sido estudadas e aplicadas em diferentes países e, progressivamente, no Brasil. O uso de sistemas de armazenamento em baterias é uma das soluções mais promissoras, permitindo que o excedente gerado seja armazenado localmente e utilizado em momentos de maior demanda, reduzindo a necessidade de exportação de energia para níveis superiores da rede. Nesse sentido, o armazenamento contribui não apenas para a redução do fluxo reverso, mas também para a suavização das rampas de carga no final do dia.

O reforço das redes de distribuição e transmissão permanece como medida estrutural indispensável, especialmente em áreas com grande concentração de geração renovável. Embora essa estratégia envolva investimentos significativos e prazos mais longos de implementação, ela garante maior robustez ao sistema e assegura que a infraestrutura esteja preparada para absorver o crescimento da GD nos próximos anos.

Dessa forma, a inversão de fluxo de potência representa um dos principais desafios técnicos da integração de geração distribuída ao SIN. Seus efeitos vão além do aspecto local, impactando a operação global do sistema e exigindo a adoção de soluções combinadas que integrem tecnologias emergentes, planejamento estratégico e políticas regulatórias adequadas.

4.4. Apagões

No âmbito do setor elétrico, o conceito de apagão (*blackout*) refere-se a uma interrupção ampla e súbita de energia que afeta grandes regiões ou sistemas interligados, com perda de carga sistêmica relevante, em contraste com interrupções localizadas ou pontuais. Em um apagão, múltiplos componentes do sistema, como linhas de alta tensão, subestações, geradores, sistemas de proteção e controle, são envolvidos em falhas encadeadas, comprometendo o restabelecimento imediato do equilíbrio entre geração e carga. Tais eventos são caracterizados pela sua escala, duração e complexidade operativa.

Esses eventos extremos ocorrem quando o sistema perde a capacidade de compensar falhas em tempo real e colapsa sob a propagação de desvios de fluxo, falhas de proteção ou atuação de dispositivos automáticos de segurança. A severidade de um apagão reside no fato de que ele exige mobilização de esquemas extraordinários de recuperação, recomposição em cascata e coordenação entre subsistemas, muitas vezes com impactos sociais, econômicos e de ordem pública.

A dinâmica de falhas em cascata é típica em redes elétricas densas e interligadas, em que elementos redundantes, ao serem acionados por proteção, transferem carga para componentes já carregados.

Outra condição sensível é a redução da inércia do sistema. Em sistemas dominados por grandes usinas térmicas e hidrelétricas com rotação pesada, há reserva rotacional que amortiza distúrbios súbitos de frequência. Com penetração crescente de fontes renováveis intermitentes (especialmente solar e eólica) conectadas por inversores, essa reserva inercial efetiva tende a diminuir, tornando o sistema menos robusto a flutuações rápidas de carga ou geração. Ademais, gargalos na rede de transmissão e interconexão entre subsistemas podem limitar o caminho de realocação de energia em contingências, ampliando vulnerabilidades.

A geração distribuída adiciona novas camadas de risco ao ambiente já complexo dos apagões. Um risco central é que múltiplos inversores fotovoltaicos (ou sistemas distribuídos) possam se desligar simultaneamente ante perturbações de tensão ou frequência — fenômeno observado em redes de distribuição com regras de proteção pouco tolerantes. Esse desligamento em massa pode gerar um efeito de desligamento coletivo involuntário, agravando a perda de carga já provocada por falhas no sistema de transmissão.

Além disso, nas áreas onde a GD tem participação muito elevada, pode ocorrer ilhamento involuntário: uma parte da rede se desconecta do resto do sistema para manter sua estabilidade local, mas ao reconectar-se pode provocar choques dinâmicos no sistema maior. Outra complicação reside na coordenação operacional: quanto mais fontes distribuídas houver, mais ampla é a variabilidade e a incerteza sobre o comportamento da rede. Isso exige modelos operacionais mais sofisticados e monitoramento em tempo real. A capacidade de previsão de geração distribuída, integração de dados de inversores e comunicação rápida são desafios que elevam o risco de falhas sistêmicas caso não sejam gerenciados com rigor.

A função de zelar pela operação segura do Sistema Interligado Nacional pertence ao ONS, que realiza planejamento de curto e médio prazo, simulações de contingências e adoção de critérios preventivos para evitar colapsos. Os Procedimentos de Rede, aprovados junto à ANEEL, definem as regras de interconexão, requisitos técnicos para geração, limites operacionais e obrigações para cooperar com a segurança do sistema. Quando o ONS identifica risco de contingência severa, pode adotar medidas como alocação de margens de reserva, restrição de despacho ou imposição de limites operacionais a usinas — inclusive à GD.

Essas medidas preventivas incluem a simulação de contingências, em que perdas de um ou dois elementos são testadas para verificar a robustez do sistema e antecipar sobrecargas potenciais. Nos Procedimentos de Rede também estão previstos parâmetros mínimos de suporte dinâmico, requisitos de *ride-through* (capacidade de sobreviver a distúrbios) para inversores fotovoltaicos, e demandas de monitoramento em tempo real dos dados de geração distribuída. Desse modo, o ONS atua como coordenador central que busca mitigar

riscos extremos antes que possam evoluir para apagões amplos.

A coordenação entre agentes (geradores, distribuidores, operadores) deve ser reforçada por meio de regulamentações mais estritas que determinem obrigações de suporte à rede para plantas distribuídas. Soluções complementares, como integração de armazenamento, sistemas de controle da demanda e mecanismos de equilíbrio rápido (reserva rápida), tornam-se fundamentais. Em conjunto, esses desafios apontam que o risco de apagões, ainda que não seja uma ameaça iminente de rotina, pode aumentar em ambientes com rápida descentralização se a modernização estrutural, regulatória e operacional não acompanhar a evolução da geração distribuída.

4.5. Corte de geração

O termo “*curtailment*” no setor elétrico refere-se à restrição, temporária ou permanente, da geração de energia por motivos alheios à vontade do gerador — isto é, cortes ordenados pelo operador do sistema ou decorrentes de limitações da infraestrutura que impedem a injeção de energia na rede. No contexto da geração distribuída e da expansão rápida de fontes renováveis, esse mecanismo tornou-se uma ferramenta operacional necessária para preservar a segurança do sistema diante de situações em que a produção não pode ser plenamente absorvida pela carga.

De acordo com a Resolução Normativa nº 1.059/2023 da ANEEL, os eventos de restrição de operação por *constrained-off* correspondem à redução da produção de energia em centrais geradoras fotovoltaicas, por determinação do ONS, decorrente de fatores externos às instalações das próprias usinas. O Artigo 20-A da norma define:

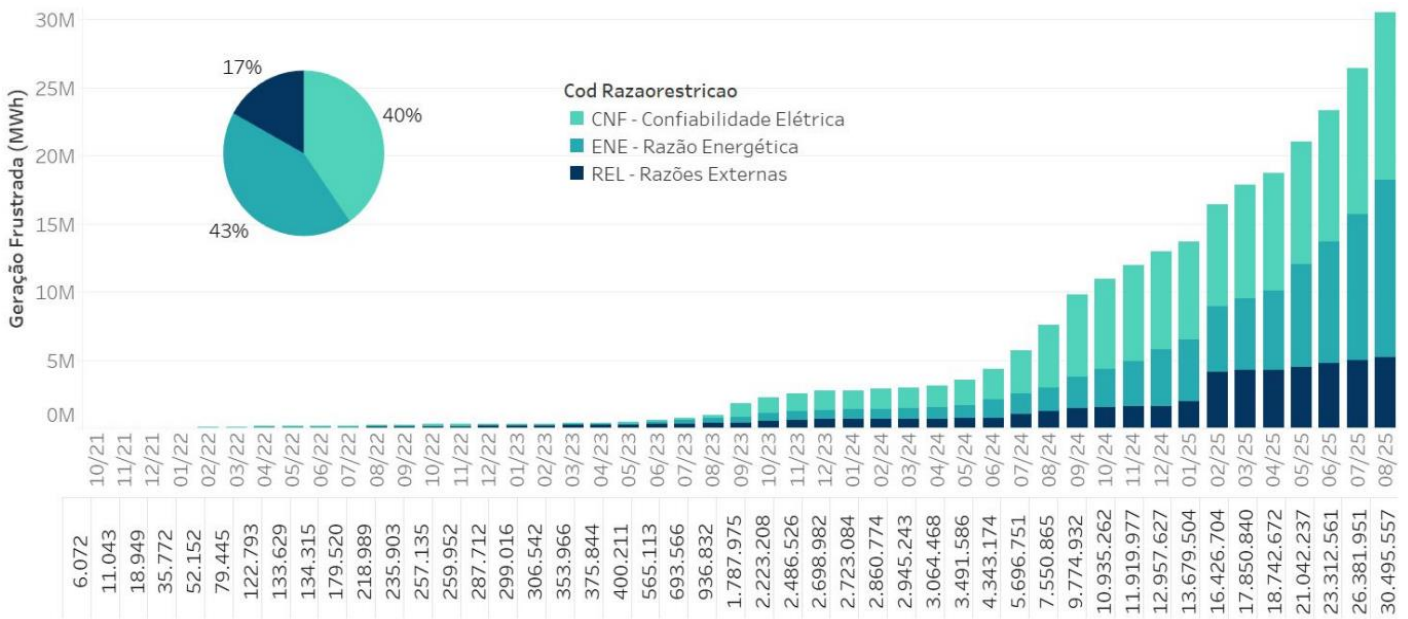
Art. 20-A Para efeitos deste Título, eventos de restrição de operação por *constrained-off* são definidos como a redução da produção de energia por Centrais Geradoras Fotovoltaicas despachadas centralizadamente ou conjuntos de Centrais Geradoras Fotovoltaicas considerados na programação, decorrente de comando do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que tenham sido originados externamente às instalações das respectivas Centrais Geradoras Fotovoltaicas.

(ANEEL, 2023)

A fonte solar fotovoltaica ocupa papel de destaque nos eventos de restrição operativa classificados como *constrained-off*. A Série de Dados Abertos do ONS registra mensalmente o volume de energia já restringida por usinas fotovoltaicas, em modo despachado

centralizadamente, conforme critérios normativos. Alguns dados recentes ilustram a magnitude do problema (Figura 11): até agosto de 2025, as restrições operacionais às usinas solares e eólicas somaram cerca de 30 milhões de MWh, representando um aumento de 34% em relação ao volume acumulado no mês anterior.

Figura 11: Análise por Tipo de Restrição - Acumulada



Fonte 11: Epower Bay

Entre as causas específicas do *curtailment* associadas à GD destacam-se: injeção excessiva em períodos de baixa demanda (picos de geração solar em horários de consumo reduzido), congestionamentos de trechos da rede que impedem a transferência de energia para outras áreas e limitações técnicas de capacidade de transmissão que obrigam o operador a restringir despacho de usinas ou conjuntos de usinas. Em grande parte desses casos, a restrição não decorre de falha ou decisão do próprio gerador, mas de condições externas à sua instalação.

As implicações econômicas e operacionais do *curtailment* são significativas: redução de receita para investidores e agentes de geração, menor aproveitamento da capacidade instalada de fontes renováveis, distorção nos sinais de investimento afetando a atratividade de novos projetos e impactando o planejamento operacional de curto e longo prazo. Do ponto de vista operacional, o *curtailment* também gera necessidade de procedimentos claros de mensuração da energia não fornecida e de critérios objetivos para classificar eventos e determinar quando e como a geração deve ser retomada.

No ordenamento regulatório brasileiro, o problema é tratado por normas que distinguem eventos motivados por razões externas às centrais geradoras e definem procedimentos para sua classificação e apuração da energia frustrada. A Resolução Normativa

ANEEL nº 1.073/2023 traz definições e critérios direcionados às centrais geradoras fotovoltaicas despachadas centralizadamente:

Art. 20-B O ONS deverá classificar os eventos de restrição de operação por *constrained-off* de Centrais Geradoras Fotovoltaicas ou conjuntos de Centrais Geradoras Fotovoltaicas de acordo com sua motivação em:

I - Razão de indisponibilidade externa: motivados por indisponibilidades em instalações externas às respectivas Centrais Geradoras Fotovoltaicas ou conjuntos de Centrais Geradoras Fotovoltaicas conforme definições do art. 20-A.

II - Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica: motivados por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às respectivas Centrais Geradoras Fotovoltaicas ou conjuntos de Centrais Geradoras Fotovoltaicas conforme definições do art. 20-A e que não tenham origem em indisponibilidades dos respectivos equipamentos.

III - Razão energética: motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga.

(REN ANEEL 1.073, de 12.09.2023)

Sob esse arcabouço regulatório, todos os eventos de restrição operativa são classificados segundo as motivações acima, o que permite uma transparência maior no registro de perdas energéticas, bem como na distinção entre cortes que podem gerar ressarcimentos ou não.

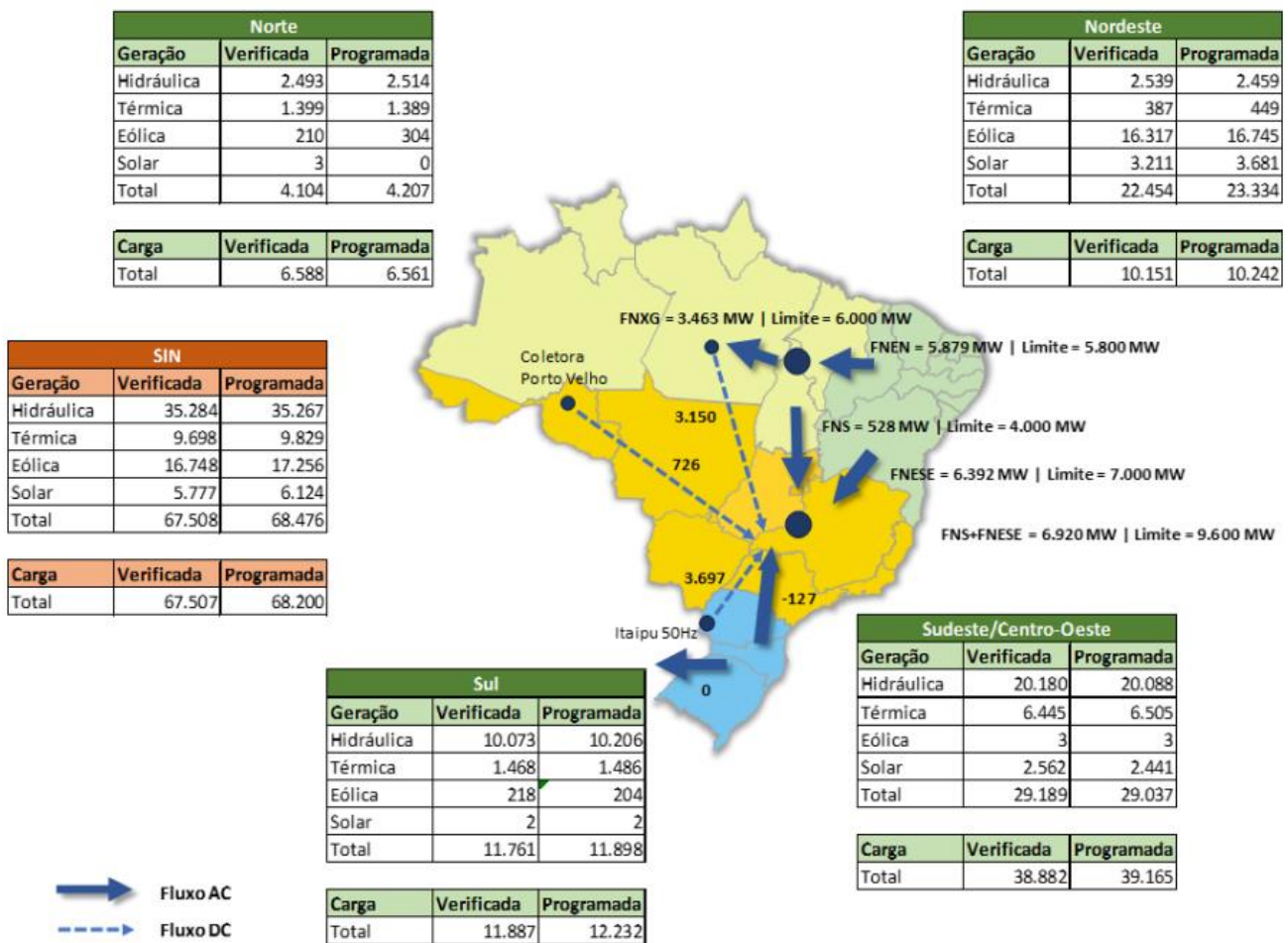
A magnitude dos cortes reforça desafios operacionais importantes: quando o volume de energia restringida cresce, há distorções nos incentivos para investimento, além de prejuízos financeiros relevantes para empreendedores de geração; também se observa que as perdas ocorrem sobretudo em horários de pico de geração solar e de uso reduzido da rede, bem como em momentos em que a rede de transmissão ou distribuição atinge sua capacidade de escoamento. Outro efeito é a potencial sobrecarga de custos tarifários ou encargos do sistema, uma vez que parte das restrições está ligada à confiabilidade elétrica (CNF), que pode requerer provisionamentos ou mecanismos compensatórios no âmbito dos serviços de sistema.

5. CASOS REAIS DE PERTURBAÇÕES NOS SISTEMAS ELÉTRICOS NO BRASIL E NO MUNDO

5.1. Análise da Perturbação de 15 de agosto de 2023 no SIN brasileiro

Em 15 de agosto de 2023, ocorreu uma das ocorrências mais significativas da história recente do Sistema Interligado Nacional, quando foi interrompida a energia para aproximadamente 22.547 MW de carga, o que representava cerca de 31% da carga atendida naquele momento. O evento provocou a separação elétrica entre os subsistemas Norte/Nordeste/Acre–Rondônia e as demais regiões (Sul, Sudeste/Centro-Oeste), afetando 25 estados e o Distrito Federal (ONS, 2023).

Figura 12: Situação do sistema às 08h30, instante anterior à ocorrência do dia 15/08/2023



Fonte 12: ONS, 2023.

Antes do evento, o SIN operava sob condições normais de demanda e geração. A linha de transmissão 500 kV Quixadá–Fortaleza II era um elo importante para o transporte de energia entre o Nordeste e as demais regiões. Essa linha, sob operação normal, deveria agir como

caminho de interconexão e balanceamento regional. Ao ser aberta (desligada) de forma automática, gerou uma perturbação na tensão da região Nordeste, que não foi prontamente compensada pelos sistemas de controle de tensão das usinas renováveis próximas, o que agravou a propagação da falha para outras partes do sistema.

Do ponto de vista técnico, o Relatório de Análise de Perturbação (RAP) identificou três fatores centrais para a gravidade da ocorrência. O primeiro foi o desempenho insatisfatório dos controles de tensão das usinas eólicas e solares da região Nordeste. Esses sistemas, projetados para fornecer suporte em situações de afundamento de tensão, não responderam conforme previsto nos modelos matemáticos disponibilizados ao ONS, revelando um descompasso entre simulação e comportamento real. O segundo fator foi a atuação dos esquemas de proteção, que, diante das anomalias, desligaram sucessivamente linhas e equipamentos, agravando a separação dos subsistemas. Por fim, a ausência de reservas girantes suficientes comprometeu a sustentação da frequência, sobretudo nos subsistemas Norte e Nordeste, mais dependentes de geração renovável não despachável.

Outro ponto importante foi o destaque dado ao *curtailment*. Embora não tenha sido utilizado como medida principal durante a perturbação, o RAP ressaltou que o corte temporário de geração renovável pode ser necessário em eventos semelhantes, funcionando como instrumento emergencial para conter desequilíbrios e preservar a estabilidade sistêmica.

O relatório também destacou que o evento evidenciou limitações na modelagem da geração distribuída e renovável. Embora a MMGD não tenha sido a causa direta, a alta penetração de geração solar conectada em baixa tensão reduz a inércia eletromecânica do sistema, tornando a frequência mais sensível a desequilíbrios e dificultando a recomposição após distúrbios. Além disso, o fluxo reverso em alguns alimentadores pode influenciar o desempenho dos esquemas de proteção coordenados para condições unidirecionais.

Entre as medidas apontadas, o RAP recomenda:

- Aprimoramento da modelagem das usinas renováveis e distribuídas, garantindo que os modelos usados em simulações reflitam o comportamento real em campo; r
- Revisão dos esquemas de proteção e controle de tensão, com ênfase em parques eólicos e solares;
- Ampliação de mecanismos de flexibilidade, como resposta da demanda, *curtailment* e sistemas de armazenamento, para mitigar a falta de inércia e de reserva girante.

Do ponto de vista analítico, o episódio de 15 de agosto de 2023 deixa lições cruciais

para o futuro da operação do SIN. Ele demonstra que a transição energética precisa ser acompanhada por inovações regulatórias e tecnológicas, sob pena de comprometer a confiabilidade e a estabilidade do fornecimento. A integração massiva da GD exige, portanto, não apenas expansão de rede, mas também novos paradigmas de operação, em que a coordenação entre distribuidoras, transmissoras e o ONS se torne ainda mais estreita.

5.2. Análise do quase apagão no Dia dos Pais de 2025

Em agosto de 2025, no domingo do Dia dos Pais, o setor elétrico brasileiro vivenciou um momento de tensão: reportagens especializadas indicam que o sistema ficou à beira de um colapso técnico devido ao excesso de geração renovável combinada com baixa carga de consumo. O evento tem sido interpretado como um quase apagão, no qual a GD solar e eólica desempenhou papel central no desequilíbrio entre oferta e demanda. (Abradee, 2025)

Segundo documentos internos do ONS obtidos por veículos de mídia, entre 13h e 13h30 daquele domingo, a geração distribuída, painel solar residencial, comercial e instaladas em média tensão, correspondia a cerca de 37,6 % da energia demandada do país. Em resposta, parte substancial da geração eólica e solar centralizada foi reduzida, até 98,5% da capacidade de geração dessas fontes foi cortada temporariamente.

Essas ações emergenciais visavam evitar um excedente de energia que pudesse comprometer a estabilidade, dado que restavam apenas cerca de 2 GW de margem flexível para o ONS operar.

Os relatos também destacam que, nesse momento crítico, baixa carga típica de feriado e a alta irradiação solar compuseram um cenário em que o excedente de energia excedia a capacidade imediata de escoamento ou absorção pelo sistema. (Guia do Investidor, 2025)

Como não há, até o momento, um relatório público do ONS equivalente ao RAP 15/08/2023 que descreva toda a dinâmica de proteção, controle de tensão e falhas de coordenação, esse episódio deve ser tratado com cautela. Os dados obtidos até agora provêm essencialmente de reportagens e comunicações de imprensa, o que limita a profundidade da análise técnica.

Ainda assim, a ocorrência sinaliza fragilidades operacionais quando a GD solar alcança patamares elevados: os mecanismos de controle dos parques solares (incluindo inversores inteligentes e provisões reativas) podem não suportar ajustes rápidos em cenários de excesso de injeção; os esquemas de proteção podem se descoordenar diante de reversões parciais de fluxo; e a rede de transmissão e distribuição pode operar no limite de escoamento.

Além disso, para restabelecer o equilíbrio, o sistema precisou depender fortemente

de mecanismos compensatórios imediatos. Essa dependência reforça a necessidade de incorporar a GD solar nos modelos operacionais do ONS, de modo que o sistema como um todo tenha controle mais direto sobre a geração distribuída nos momentos críticos.

Embora o episódio não tenha resultado em um apagão, ele serve como um importante alerta para os riscos associados a cenários de alta penetração da geração solar distribuída sem mecanismos robustos de coordenação e controle. A análise evidencia a necessidade de aprimoramentos tanto na operação quanto na regulação do sistema elétrico, de modo a garantir a estabilidade e a confiabilidade do fornecimento de energia em contextos de crescente participação das fontes intermitentes.

Um dos principais aprendizados refere-se à necessidade de inclusão efetiva da geração distribuída solar nos modelos operacionais do ONS, permitindo supervisão e controle em tempo real das injeções de potência, de forma a evitar sobrecargas ou fluxos imprevisíveis. Soma-se a isso a importância de manter margens adequadas de reserva — hidráulicas ou térmicas despacháveis — capazes de responder rapidamente a desvios súbitos de geração ou de carga.

Outro ponto relevante é o papel estratégico do armazenamento de energia, seja por meio de baterias distribuídas ou centrais, para absorver os excedentes fotovoltaicos durante os períodos de menor consumo e contribuir para o equilíbrio dinâmico do sistema. Além disso, reforços regulatórios tornam-se essenciais para viabilizar mecanismos de *curtailment* dinâmico e limitação preventiva de injeção em regiões críticas, reduzindo riscos de instabilidade. Por fim, destaca-se a necessidade de adaptação dos esquemas de proteção e controle de tensão para operar em ambientes com fluxos bidirecionais mais complexos, incorporando o uso de inversores inteligentes e estratégias de controle reativo dinâmico.

5.3. Análise do apagão da Península Ibérica em 28 de abril de 2025

No dia 28 de abril de 2025, às 12h33 (horário local), ocorreu um dos mais graves colapsos elétricos da história recente da Península Ibérica. O resultado foram os sistemas de energia da Espanha e de Portugal sofrendo um apagão, afetando diretamente dezenas de milhões de consumidores. A interrupção se caracterizou por uma queda abrupta de tensão em toda a rede, seguida de uma rápida dessincronização do sistema ibérico em relação ao restante da rede elétrica europeia. A recomposição plena da rede de transporte de eletricidade só foi alcançada após 26 horas de esforços (FERREIRA, 2025).

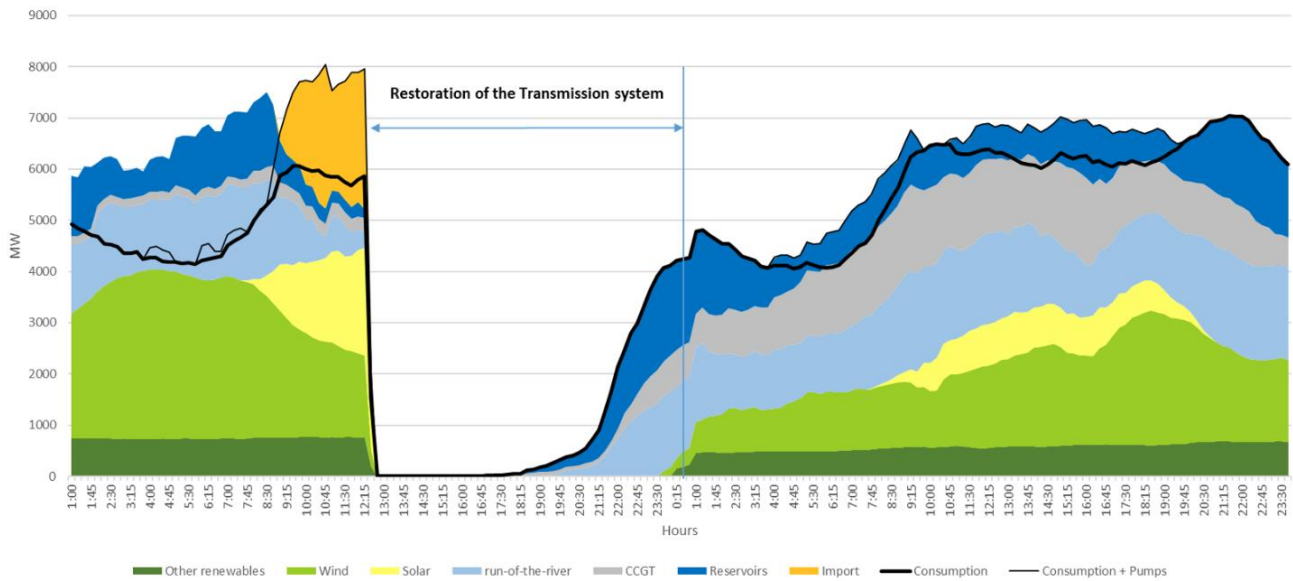
Figura 13: Área geográfica afetada pelo incidente de 28 de abril de 2025.



Fonte 13: ENTSOE, 2025

Segundo a análise técnica de Ferreira (2025), os sinais de instabilidade surgiram já no início da manhã, quando foram registradas oscilações inter-área associadas a parques solares na região de Badajoz. A elevada penetração de renováveis, operando sem obrigação de fornecer suporte dinâmico de tensão e frequência, contribuiu para que pequenas perturbações fossem amplificadas ao longo da rede. Às 12h32 (Figura 14), disparos de sobretensão em subestações de Granada, Badajoz e Sevilha desconectaram de forma abrupta unidades de geração, comprometendo ainda mais a estabilidade. Apenas 11 centrais térmicas se encontravam em operação, quando a rede operava com 82% de renováveis, o que reduzia a inércia mecânica do sistema e a capacidade de resposta a perturbações súbitas. Às 12h33, o colapso tornou-se inevitável, levando à separação da Península Ibérica da rede europeia. (ENTSOE, 2025)

Figura 14: Mix de geração e consumo em Portugal nos dias 28 e 29 de abril



Fonte 14: ENTSOE, 2025.

O apagão expôs fragilidades críticas da rede ibérica em contexto de forte transição energética. A perda de sincronismo e a consequente separação da interligação com a França impediram a importação imediata de energia, fator que poderia ter mitigado os efeitos iniciais. A baixa inércia eletromecânica resultou em taxas de variação de frequência elevadas, impossibilitando que os sistemas de proteção distinguissem entre flutuações controláveis e falhas graves. Isso levou à atuação em cascata de relés de proteção, que ampliaram a desconexão de usinas renováveis e térmicas. O resultado foi a perda de aproximadamente 15 GW de geração em segundos, representando um colapso sem precedentes na operação elétrica da Península (ENTSOE, 2025).

Serviços críticos, como transportes, telecomunicações e hospitais, sofreram interrupções significativas, ainda que muitos tenham contado com sistemas de contingência. O processo de recomposição foi longo e exigiu o acionamento de centrais hidráulicas, usinas a gás em regime de *black-start* e o restabelecimento gradual das interligações com França e Marrocos.

Ferreira (2025) enfatiza que o evento não foi um simples acidente operacional, mas sim um acidente anunciado, resultado direto de uma transição energética acelerada e mal coordenada, uma fragilidade sistêmica amplificada por oscilações e uma gestão operacional ineficiente. Segundo o engenheiro, a operação excessivamente dependente de fontes renováveis intermitentes, associada à baixa exigência normativa em relação ao suporte dinâmico de tensão e frequência, criou as condições ideais para o colapso. As proteções das Instalações de

Conversão de Energia (ICE) atuaram de forma prematura, desligando unidades que poderiam ter sustentado parte da rede. Além disso, a decisão de desacoplar reatores agravou as sobretensões em momentos críticos. Ferreira também aponta para a falta de transparência das instituições responsáveis: cerca de 98,5% dos dados do evento foram mantidos sob confidencialidade, dificultando análises independentes e a identificação de responsabilidades.

Assim, o episódio revela também que a falta de monitoramento da geração distribuída e do autoconsumo, agravaram as perturbações locais e que a transição para fontes renováveis, quando realizada de maneira descontrolada, pode fragilizar a segurança de sistemas elétricos de grande porte. O apagão ibérico constitui, portanto, um marco para a reflexão sobre como integrar renováveis de forma segura, garantindo a qualidade, a confiabilidade e a estabilidade do fornecimento de energia.

5.4. Comparação entre os casos e síntese das lições para o SIN

A análise comparativa, resumida na tabela 1, entre os casos de perturbações ocorridos no Brasil e no exterior permite compreender de forma mais ampla dos desafios impostos pela inserção crescente da GD solar e de outras fontes renováveis não despacháveis na operação dos sistemas elétricos. Esses episódios, embora distintos em escala e contexto, apresentam elementos estruturais e operacionais que oferecem lições importantes para o futuro do SIN.

Tabela 1 - Comparação entre os casos estudados

Tema	Perturbação 15/08/2023	Evento 10/08/2025 – Dia dos Pais	Apagão 28/04/2025 – Península Ibérica
Origem	Falha na linha de transmissão 500 kV (Quixadá–Fortaleza II)	Excesso de geração solar distribuída e baixa demanda	Sobretensão em subestações (Granada, Espanha)
Causa técnica inicial	Abertura intempestiva de linha sem curto → atuação de proteções → separação elétrica	Fluxo reverso e sobretensão por excesso de GD → necessidade de corte de geração	Falha no controle de tensão e atuação automática de proteção por sobretensão
Nível do sistema afetado	Transmissão	Distribuição (efeito refletido na transmissão)	Transmissão continental (Espanha–Portugal)
Consequência	Separação elétrica e interrupção de 22 GW (~31 % da carga)	Risco de apagão → corte preventivo de geração solar	Apagão total na Península Ibérica (~15 GW perdidos)
Lição central	Necessidade de coordenação entre controles de transmissão e geração renovável	GD já impacta a operação do SIN e precisa de supervisão central	Mesmo redes ditas robustas colapsam sem controle de tensão e reserva síncrona
Importância para o tema	Transmissão afetando distribuição	GD afetando transmissão	Mostra vulnerabilidade global em sistemas com alta penetração de renováveis

Fonte: Autor

Tanto no Brasil quanto na Península Ibérica, observa-se que a crescente participação das fontes renováveis intermitentes tem modificado significativamente a dinâmica da operação. Em ambos os sistemas, a dependência da geração solar e eólica impõe maior complexidade ao controle de frequência e de tensão, além de exigir reservas adicionais para enfrentar oscilações rápidas de carga e geração. Outro ponto de convergência está na crescente relevância da geração distribuída conectada em baixa e média tensão, que altera o perfil da carga líquida e reduz a previsibilidade da demanda que chega à rede de transmissão. Essa característica contribui para o surgimento de fluxos reversos de potência e para a maior sensibilidade da rede a distúrbios.

Apesar das semelhanças, é necessário destacar diferenças estruturais marcantes. No caso brasileiro, o SIN é caracterizado pela forte presença da geração hidrelétrica, que ainda oferece inércia eletromecânica significativa e maior capacidade de regulação de frequência. Contudo, essa vantagem é parcialmente neutralizada pela dimensão continental do sistema e pelas longas linhas de transmissão que conectam subsistemas distantes. Essas extensões tornam o Brasil particularmente vulnerável a falhas em corredores de transmissão, como evidenciado no evento de 15 de agosto de 2023. Já na Península Ibérica, a dependência é maior de fontes eólicas e solares intermitentes, associada a uma rede interligada a outros países europeus. Embora as interconexões tragam segurança adicional, também representam pontos críticos de vulnerabilidade, como demonstrado pelo apagão de abril de 2025, que resultou no desligamento da interligação com a França.

Outro ponto distintivo refere-se ao papel da GD solar. No Brasil, a MMDG apresenta expansão acelerada e já representa parcela expressiva da carga em horários de baixa demanda. Esse fenômeno tem alterado o perfil da curva de carga, intensificando rampas de subida no início da noite. Na Europa, a GD também possui relevância, mas sua integração ocorre de forma mais distribuída entre países e acompanhada de maior incorporação de tecnologias de rede inteligente. Ainda assim, o problema da falta de inércia mecânica e do controle dinâmico persiste em ambas as regiões.

A análise dos eventos demonstra que medidas preventivas são indispensáveis para mitigar riscos. O controle de tensão deve ser aprimorado, especialmente por meio de inversores inteligentes capazes de fornecer suporte dinâmico. A necessidade de inércia, tradicionalmente garantida por grandes usinas síncronas, exige agora a introdução de inércia sintética por meio de sistemas eletrônicos de potência. Os esquemas de proteção também precisam ser adaptados às novas condições operativas, visto que muitos foram concebidos para redes com fluxos unidirecionais e geração centralizada. O *curtailment*, tanto programado quanto emergencial,

deve ser incorporado como ferramenta legítima para preservar a segurança operativa em situações críticas.

Além disso, o armazenamento de energia surge como medida fundamental. Baterias em larga escala, sistemas de bombeamento reversível e até soluções de hidrogênio verde podem oferecer flexibilidade adicional para suavizar rampas e garantir reservas. No caso europeu, interconexões mais robustas e redundantes aparecem como alternativa, enquanto no Brasil a prioridade deve estar no fortalecimento dos corredores de transmissão e na coordenação mais estreita entre agentes de distribuição, transmissão e o ONS.

A principal lição derivada dos três episódios analisados é que a transição energética, embora necessária, deve vir acompanhada de robustez técnica e regulatória. No Brasil, isso significa incorporar de forma efetiva a GD solar ao planejamento sistêmico, adotando modelos que representem seu comportamento real e ampliando a exigência de funcionalidades mínimas de suporte por parte dos inversores.

As diretrizes futuras incluem o desenvolvimento de mecanismos de resposta da demanda, a adoção de agregadores que possam coordenar pequenos geradores, a ampliação da digitalização das redes e a integração de sistemas de armazenamento. No campo regulatório, a ANEEL e o ONS precisam revisar continuamente os procedimentos de Rede e de Distribuição para refletir as novas condições operativas.

A comparação evidencia que a vulnerabilidade frente a distúrbios não é exclusiva de um país ou de uma configuração de sistema, mas está a outros fatores como robustez do sistema e planejamento estratégico. Para o SIN, a lição central é clara: a resiliência futura dependerá da capacidade de transformar a GD solar de um fator de incerteza em um recurso ativo e confiável para a estabilidade do sistema.

6. DESAFIOS FUTUROS E PERSPECTIVAS PARA O SETOR

6.1. Aprimoramento da operação do sistema

O primeiro desafio que se apresenta é o aprimoramento da operação do SIN. Atualmente, as diretrizes operativas seguem os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico, que definem critérios de despacho, limites de tensão e frequência, assim como regras de proteção. No entanto, esses procedimentos foram historicamente elaborados com foco em usinas centralizadas e síncronas, capazes de fornecer inércia eletromecânica e potência de controle. A inserção massiva de inversores, como os utilizados em sistemas solares fotovoltaicos, modifica esse paradigma.

A Agência Nacional de Energia Elétrica, por meio do Módulo 8 do PRODIST, estabelece padrões de qualidade e continuidade, mas o avanço da GD exige uma revisão contínua das práticas operacionais. A introdução de requisitos mais rígidos para inversores, como suporte reativo, controle de rampa e resposta a variações de frequência, já é realidade em alguns países, e o Brasil caminha na mesma direção. Essa evolução regulatória precisa ser acompanhada de mecanismos de fiscalização e certificação tecnológica, de modo a evitar discrepâncias entre a performance real e a modelagem utilizada em simulações operativas, problema evidenciado no evento de 15 de agosto de 2023.

Outro aspecto crucial é a digitalização da rede. O conceito de *smart grids* oferece instrumentos fundamentais para enfrentar a complexidade crescente do SIN. Redes inteligentes permitem monitoramento em tempo real, automação de dispositivos e integração de recursos distribuídos de maneira coordenada. Associados a medidores inteligentes, esses sistemas permitem não apenas a contabilização bidirecional da energia, mas também a criação de programas de resposta da demanda, em que consumidores ajustam seu consumo em função de sinais de preço ou condições do sistema. Essa mudança operacional reduz a necessidade de investimentos pesados em geração de reserva, ao mesmo tempo em que aumenta a resiliência da rede.

O aprimoramento da operação também passa pela melhoria da modelagem da GD solar. Atualmente, os modelos de simulação utilizados pelo ONS muitas vezes não captam com precisão o comportamento dinâmico dos inversores, o que compromete o planejamento e a análise de estabilidade. Investimentos em pesquisa, testes em campo e padronização internacional podem reduzir essa lacuna, garantindo maior previsibilidade no comportamento da rede diante de distúrbios.

Por fim, estratégias de despacho coordenado tornam-se indispensáveis. Com a variabilidade da geração renovável, o sistema precisa contar com ferramentas para realizar

curtailment seletivo, acionar reservas rápidas e coordenar a resposta da demanda. Esse conjunto de instrumentos – apoiado em digitalização, regulação e inovação tecnológica – constitui o núcleo do aprimoramento da operação do SIN no futuro.

6.2. Investimentos em infraestrutura

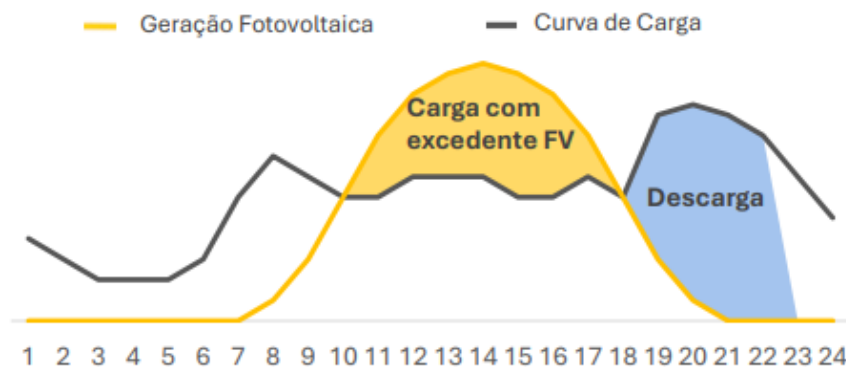
Embora o aprimoramento da operação seja indispensável, ele não é suficiente para lidar com os desafios estruturais da transição energética. O Brasil precisará investir de forma significativa em infraestrutura, tanto para ampliar a capacidade de integração da GD solar quanto para garantir flexibilidade e segurança em cenários críticos. Entre os principais investimentos destacam-se as baterias, a hidráulica reversível e os reforços de rede.

6.2.1. Baterias

As baterias representam uma das soluções mais versáteis e imediatas para enfrentar os desafios impostos pela variabilidade da geração solar fotovoltaica. Além de suavizar rampas de subida e descida da carga líquida, as baterias podem ser utilizadas estrategicamente para deslocar o consumo dos períodos de tarifa elevada (horário de ponta) para períodos de menor custo (fora ponta). Como destaca o PDE 2035, quanto maior for essa diferença tarifária, teremos uma maior atratividade para a utilização das baterias, tornando essa solução especialmente relevante no contexto brasileiro, onde a curva de carga vem sendo progressivamente alterada pela inserção massiva da GD.

Outro benefício essencial é a capacidade de evitar a injeção excessiva de energia na rede em horários de alto excedente fotovoltaico. Nesse sentido, as baterias podem ser utilizadas para o armazenamento do excedente da geração para consumo posterior, reduzindo o risco de elevação de tensão e o fluxo reverso em alimentadores de distribuição. Essa função é estratégica, pois contribui para aliviar subestações e linhas de transmissão em momentos críticos, mantendo a operação do sistema dentro de padrões técnicos adequados.

Figura 15: Ilustração do funcionamento das baterias



Fonte 15: EPE, 2023.

Do ponto de vista sistêmico, baterias em larga escala podem fornecer inércia sintética, serviços ancilares de controle de frequência e suporte reativo, aproximando-se do papel historicamente desempenhado por usinas síncronas. Experiências internacionais, como a Hornsdale Power Reserve na Austrália e projetos em andamento nos Estados Unidos e na Europa, demonstram que a adoção de sistemas de armazenamento em larga escala pode evitar apagões, reduzir custos operacionais e ampliar a integração das fontes renováveis.

6.2.2. Hidrelétricas reversíveis

Outra alternativa estratégica de infraestrutura é o investimento em usinas hidrelétricas reversíveis. Esse tipo de usina funciona como um “armazenamento de longa duração”, capaz de acumular energia nos períodos de maior geração renovável (por meio do bombeamento da água para um reservatório superior) e de devolvê-la ao sistema nos horários de maior demanda.

De acordo com a EPE, as usinas hidrelétricas oferecem uma série de benefícios que vão além da simples geração. Elas utilizam fonte renovável de energia, apresentam baixas emissões de gases de efeito estufa e possuem longa vida útil, além de contribuírem para a diversificação da matriz. Um dos aspectos mais relevantes no contexto da GD solar é a flexibilidade operativa, permitindo complementaridade com fontes variáveis, como a eólica e a fotovoltaica.

Os reservatórios de regularização também se destacam por sua importância em eventos climáticos extremos, ao oferecer resiliência ao sistema elétrico e contribuir para a segurança hídrica. No caso das usinas reversíveis, essa função é ainda mais relevante, pois permite utilizar o excedente da geração solar ao longo do dia para armazenar energia e atender a demanda noturna, reduzindo a necessidade de despacho de térmicas e ampliando a confiabilidade do SIN.

7. CONCLUSÃO

A expansão da geração distribuída no Brasil representa uma transformação profunda no setor elétrico, tanto no aspecto tecnológico quanto no regulatório e socioeconômico. Desde a regulamentação inicial pela Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica, observou-se um crescimento exponencial, principalmente da fonte solar fotovoltaica, que se consolidou como protagonista da geração distribuída no país. Esse fenômeno trouxe consigo oportunidades relevantes, como a diversificação da matriz elétrica, a redução de perdas na rede de distribuição, a democratização do acesso à energia renovável e a participação mais ativa do consumidor no processo de produção de energia elétrica.

No entanto, o desenvolvimento acelerado da GD também revelou uma série de desafios técnicos e operacionais que extrapolam o âmbito local das redes de distribuição. Pequenas usinas conectadas em baixa e média tensão, quando analisadas de forma individual, possuem impactos relativamente limitados. Entretanto, ao serem consideradas de maneira agregada, tornam-se capazes de modificar significativamente o perfil de carga das distribuidoras e, por consequência, influenciar a operação do SIN. Esse novo cenário exige uma revisão das práticas tradicionais de planejamento e operação, dado que os fluxos de potência reversa, a variabilidade da geração e os desvios nos parâmetros de tensão e frequência passaram a demandar maior atenção por parte dos agentes setoriais.

Os estudos de caso discutidos ao longo deste trabalho apontam que os impactos da GD na rede de transmissão não podem mais ser desconsiderados. Entre os principais aspectos identificados estão a necessidade de maior coordenação entre distribuidoras e o ONS, a implementação de mecanismos de flexibilização para absorver a intermitência das fontes renováveis, e a criação de procedimentos de rede que contemplem de forma explícita a presença da geração distribuída no balanço energético do país. A literatura e os relatórios institucionais consultados, como os elaborados pela EPE, ONS e ANEEL, reforçam que a integração eficiente da GD exige não apenas avanços técnicos, mas também aprimoramentos regulatórios e modelos de negócios que incentivem a participação equilibrada de todos os agentes.

Outro ponto central discutido foi a relação entre GD e os conceitos de qualidade, confiabilidade e estabilidade do fornecimento de energia elétrica. Observou-se que, embora a geração distribuída possa contribuir para a melhoria da qualidade em determinados pontos da rede, ao reduzir perdas e aliviar a carga, ela também pode gerar distorções significativas quando não há um adequado planejamento de integração. Oscilações de tensão, dificuldades na previsão da carga, riscos de ilhamento e necessidade de *curtailment* são exemplos de situações que, se não forem devidamente geridas, comprometem a confiabilidade do sistema elétrico e a

segurança do fornecimento.

Diante desse panorama, a principal contribuição deste estudo foi evidenciar que a geração distribuída não deve ser analisada apenas como um recurso local ou como uma solução complementar ao suprimento de energia. Sua expansão já possui magnitude suficiente para impactar a operação sistêmica, interferindo diretamente no planejamento da rede de transmissão e nas estratégias de longo prazo do setor elétrico. Assim, os desafios relacionados à integração da GD ao SIN não são meramente técnicos, mas abrangem também dimensões institucionais e regulatórias, exigindo coordenação entre órgãos reguladores, operadores, concessionárias de distribuição e consumidores-geradores.

Em termos de perspectivas futuras, torna-se fundamental que o setor elétrico brasileiro avance na incorporação de tecnologias de suporte, como sistemas de armazenamento de energia, redes inteligentes e mecanismos de resposta da demanda. Esses recursos têm o potencial de mitigar os efeitos negativos da geração distribuída, ao mesmo tempo em que maximizam seus benefícios. A regulação também deve acompanhar essa evolução, criando instrumentos que conciliam a atratividade econômica para os consumidores com a sustentabilidade técnica e financeira do setor.

Portanto, conclui-se que a geração distribuída no Brasil é um vetor indispensável para a transição energética e para a consolidação de uma matriz elétrica cada vez mais renovável. Contudo, sua integração plena ao SIN exige uma abordagem sistêmica, que reconheça tanto suas virtudes quanto suas limitações. Ao analisar os impactos técnicos e operacionais da GD na rede de transmissão, este trabalho reforça a necessidade de soluções inovadoras e colaborativas para que o setor elétrico nacional continue garantindo, de forma equilibrada, os pilares da qualidade, confiabilidade e estabilidade no fornecimento de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Módulo 1: Disposições Gerais. Brasília: ANEEL, 2023. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/prodist>. Acesso em: 19 ago. 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Módulo 3: Acesso à Rede. Brasília: ANEEL, 2024. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/prodist>. Acesso em: 19 ago. 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/prodist>. Acesso em: 19 ago. 2025.
- ARANDANET. **Cortes de geração eólica e solar somam 22,5 mi MWh até julho**. Revista ePowerBay, 2025. Disponível em: <https://www.arandanet.com.br/revista/em/noticia/11395-Cortes-de-geracao-eolica-e-solar-somam-22%2C5-mi-MWh-ate-julho.html>. Acesso em: 27 set. 2025.
- BRASIL. **Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998**. Altera dispositivos das Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 28 maio 1998.
- BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da geração distribuída. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm. Acesso em: 19 ago. 2025.
- BRASIL. **Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 08 fev. 2023.
- CLEAN ENERGY COUNCIL. **Clean Energy Australia Report 2024**. Melbourne: CEC, 2024. Disponível em: <https://www.cleanenergycouncil.org.au>. Acesso em: 19 ago. 2025.
- EMBER. **Global electricity review 2025**. Ember Climate, 2025. Disponível em: <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2025/>. Acesso em: 19 ago. 2025.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Caderno Temático: Micro e Minigeração Distribuída e Baterias – Horizonte 2035**. Rio de Janeiro: EPE, 2025.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Caderno Temático MMGD – Baterias Atrás do Medidor**. Rio de Janeiro: EPE, 2025.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Caderno Temático MMGD – Revisão 2025**. Rio de Janeiro: EPE, 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL 2024 (Ciclo 2025–2029)**. Brasília: EPE, 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2033**. Brasília: EPE, 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia. Brasília: EPE, 2023**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 19 ago. 2025.

FERREIRA, João de Jesus. **Investigação ao apagão ibérico de 28 de abril de 2025**. Tertúlia Energia, 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Trends in Photovoltaic Applications 2025: Survey report of selected IEA countries**. Paris: IEA PVPS Programme, 2025. Disponível em: <https://iea-pvps.org>. Acesso em: 19 ago. 2025.

KUNDUR, Prabha. **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994.

NERC – North American Electric Reliability Corporation. **Reliability Concepts**. Atlanta: NERC, 2012. Disponível em: <https://www.nerc.com>. Acesso em: 19 ago. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Glossário Técnico do Setor Elétrico**. Rio de Janeiro: ONS, 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo (PAR/PEL 2024)**, Ciclo 2025–2029. Brasília: ONS, 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Procedimentos de Rede. Rio de Janeiro: ONS, 2024**. Disponível em: <https://www.ons.org.br>. Acesso em: 19 ago. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Relatório da Ocorrência no SIN em 15 de agosto de 2023**. Rio de Janeiro: ONS, 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/Ocorr%C3%Aancia-no-SIN-em-15-de-agosto-de-2023.aspx>. Acesso em: 27 set. 2025.

ONS; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Nota Técnica ONS DPL 0004-2025 / EPE-DEE-RE-003-2025**. Brasília: ONS/EPE, 2025.

REUTERS. **Japan aims for energy independence with solar push**. Reuters Energy, 2024. Disponível em: <https://www.reuters.com>. Acesso em: 19 ago. 2025.

SOLAR MAGAZINE. **Japan’s smart communities and solar generation plans post-Fukushima**. Solar Magazine, 2024. Disponível em: <https://solarmagazine.com>. Acesso em: 19 ago. 2025.