



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Comparação da Integração da Geração Distribuída nos Sistemas Elétricos do Brasil e da Europa

Mateus de Souza Flores Candido

Campo Grande - MS
03 de dezembro de 2025

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Comparação da Integração da Geração Distribuída nos Sistemas Elétricos do Brasil e da Europa

Mateus de Souza Flores Candido

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
como exigência para obtenção do grau de
Bacharelado em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
– UFMS.

Orientador: Prof. Dr. Frederico Silva Moreira

Campo Grande - MS
03 de dezembro de 2025



DECLARAÇÃO DE AUTORIA, RESPONSABILIDADE E AUTORIZAÇÃO DE PUBLICAÇÃO

Eu, Mateus de Souza Flores Candido, residente e domiciliado na cidade de Campo Grande, Estado de Mato Grosso do Sul, declaro que o Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) apresentado, com o título “Comparação da Integração da Geração Distribuída nos Sistemas Elétricos do Brasil e da Europa” é de minha autoria e assumo a total responsabilidade pelo seu conteúdo e pela originalidade do texto.

Declaro que identifiquei e referenciei todas as fontes e informações gerais que foram utilizadas para construção do presente texto.

Declaro também que este texto não foi publicado, em parte, na íntegra ou conteúdo similar em outros meios de comunicação, tendo sido enviado com exclusividade para a conclusão do curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS). Autorizo desta forma a publicação do trabalho no site do curso para divulgação.

Campo Grande, 03 de dezembro de 2025.

Mateus de S. F. Candido

Curso de Engenharia Elétrica - UFMS





Comparação da Integração da Geração Distribuída nos Sistemas Elétricos do Brasil e da Europa

Mateus de Souza Flores Candido

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como exigência para obtenção do grau de Bacharelado em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul – UFMS considerado **aprovado**.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Frederico Silva Moreira (Orientador)

Prof. Dr. Flávio Guilherme de Melo Lima

Prof. Dr. Jair de Jesus Fiorentino

Campo Grande, 03 de dezembro de 2025.

NOTA
MÁXIMA
NO MEC

UFMS
É 10!!!



Documento assinado eletronicamente por **Frederico Silva Moreira, Professor do Magisterio Superior**, em 03/12/2025, às 09:01, conforme horário oficial de Mato Grosso do Sul, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

NOTA
MÁXIMA
NO MEC

UFMS
É 10!!!



Documento assinado eletronicamente por **Jair de Jesus Fiorentino, Professor do Magisterio Superior**, em 03/12/2025, às 09:10, conforme horário oficial de Mato Grosso do Sul, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

NOTA
MÁXIMA
NO MEC

UFMS
É 10!!!



Documento assinado eletronicamente por **Flavio Guilherme de Melo Lima, Professor do Magisterio Superior**, em 03/12/2025, às 10:12, conforme horário oficial de Mato Grosso do Sul, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufms.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **6069344** e o código CRC **6B7D11B4**.

FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA

Av Costa e Silva, s/nº - Cidade Universitária

Fone:

CEP 79070-900 - Campo Grande - MS

Referência: Processo nº 23104.005690/2021-63

SEI nº 6069344

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus por sua infinita bondade, pela força, saúde e perseverança que me concedeu para superar todas as dificuldades e adversidades. Nos momentos em que pensei em desistir, foi Ele quem me reergueu e permitiu que eu seguisse em frente.

Meu profundo agradecimento à minha família — meus pais, tios, avós, irmãos, primos e agregados —, com menção especial ao meu tio Thiago Bueno de Araújo, pelo apoio incondicional, incentivo e ensinamentos que foram fundamentais para a conclusão desta etapa. Vocês são a base da minha motivação.

Sou imensamente grato à minha namorada, Natália Vieira de Almeida, e a toda a sua família, pela presença constante em minha vida e pelo incentivo nos meus estudos. Agradeço por todas as palavras de acolhimento, ânimo e conselhos nos momentos mais desafiadores. Ademais, obrigado por se tornarem minha família.

Ao meu orientador, Professor Dr. Frederico Silva Moreira, que prontamente aceitou me guiar neste trabalho e me auxiliou a superar cada obstáculo com sabedoria e paciência.

Aos demais professores do curso de Engenharia Elétrica da UFMS, em especial à banca examinadora, pelo conhecimento compartilhado e pela contribuição essencial ao meu desenvolvimento acadêmico e pessoal.

Por fim, mas não menos importante, agradeço aos meus grandes amigos Guilherme Augusto B. Rodrigues e Leonardo Gabriel Dias, que estiveram ao meu lado nesses últimos cinco anos e com os quais compartilhei tantas experiências. Vocês têm, e sempre terão, minha profunda admiração.

A cada pessoa que fez parte desta trajetória, deixo meu sincero “muito obrigado”. Vocês foram peças fundamentais nessa conquista.

RESUMO

A geração distribuída consolida-se como elemento transformador dos sistemas elétricos contemporâneos, desafiando os modelos centralizados tradicionais e exigindo adaptações técnicas e regulatórias significativas. Este trabalho realiza uma análise comparativa da integração da geração distribuída nos sistemas elétricos do Brasil e da Europa, examinando três dimensões interligadas: a evolução normativa, as adaptações técnicas implementadas e os cenários futuros projetados para ambos os contextos. No plano regulatório, o estudo contrasta o marco legal brasileiro, fundamentado na Resolução Normativa 482 de 2012 e atualizado pela Lei 14.300 de 2022, com as diretrizes europeias que incentivam a descentralização e a participação ativa dos consumidores. Na dimensão técnica, a pesquisa avalia como os operadores de rede dos dois continentes têm gerenciado os desafios operacionais decorrentes da intermitência e dos fluxos bidirecionais de energia, incluindo investimentos em redes inteligentes, sistemas de armazenamento e ferramentas de previsão. Por meio de metodologia baseada em análise documental, revisão bibliográfica e estudo de indicadores de penetração da geração distribuída, o trabalho identifica padrões, contrastes e lições aprendidas em ambas as realidades. Os resultados elucidam os caminhos distintos adotados por cada região, demonstrando como políticas públicas, modelos de mercado e inovação tecnológica se articulam para viabilizar a transição energética. Finalmente, o estudo propõe cenários futuros e recomendações estratégicas contextualizadas para o Brasil, utilizando as experiências europeias como referência para identificar oportunidades de aprimoramento e adaptação à realidade nacional, com o objetivo de acelerar a integração segura, eficiente e democratizada da geração distribuída na matriz elétrica brasileira. A pesquisa contribui significativamente para o debate acadêmico e técnico sobre o futuro dos sistemas elétricos na era das energias renováveis distribuídas.

Palavras-Chave: Geração Distribuída, Sistemas Elétricos, Transição Energética, Regulação Energética.

ABSTRACT

Distributed generation has established itself as a transformative element of contemporary electrical systems, challenging traditional centralized models and demanding significant technical and regulatory adaptations. This work conducts a comparative analysis of the integration of distributed generation into the electrical systems of Brazil and Europe, examining three interconnected dimensions: regulatory evolution, implemented technical adaptations, and projected future scenarios for both contexts. On the regulatory front, the study contrasts the Brazilian legal framework, based on Regulatory Norm 482 of 2012 and updated by Law 14,300 of 2022, with European guidelines that encourage decentralization and active consumer participation. On the technical dimension, the research evaluates how grid operators on both continents have managed operational challenges arising from intermittency and bidirectional power flows, including investments in smart grids, storage systems, and forecasting tools. Through a methodology based on documentary analysis, literature review, and study of distributed generation penetration indicators, the work identifies patterns, contrasts, and lessons learned in both realities. The results elucidate the distinct paths adopted by each region, demonstrating how public policies, market models, and technological innovation articulate to enable the energy transition. Finally, the study proposes future scenarios and contextualized strategic recommendations for Brazil, using European experiences as a reference to identify improvement opportunities and adaptations to the national reality, aiming to accelerate the secure, efficient, and democratized integration of distributed generation into the Brazilian electrical matrix. The research contributes significantly to the academic and technical debate about the future of electrical systems in the era of distributed renewable energy.

Keywords: Distributed Generation, Electrical Systems, Energy Transition, Energy Regulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema Interligado Nacional	14
Figura 2 – Matriz Energética Brasileira em 2024	22
Figura 3 – Matriz energética da UE	23
Figura 4 – Geração de eletricidade renovável mundial entre 1990 e 2024	24
Figura 5 – Geração de eletricidade centralizada e distribuída	26
Figura 6 – Geração de eletricidade renovável no Brasil	28
Figura 7 – Projeção do número de consumidores com GD no Brasil	29
Figura 8 – Modelo de sistema solar com aderência ao Net Metering	30
Figura 9 – Desenvolvimento da Capacidade Instalada de Energia Renovável Alemã	32
Figura 10 – Capacidade Fotovoltaica Instalada por Nível da Rede	33
Figura 11 – Geração de eletricidade renovável na Espanha	34
Figura 12 – Sistema de distribuição radial de 33 barras	36
Figura 13 – Curva do Pato (Duck Curve)	38
Figura 14– Tipos de distorções harmônicas em um sistema	39
Figura 15 – Custo durante períodos de preços negativos de energia	44
Figura 16 – Roteiro metodológico da pesquisa	48
Figura 17 – Diagrama esquemático mostrando o mecanismo de Tarifa Feed-in	53
Figura 18 – Principais projetos piloto de smart cities no Brasil	57
Figura 19 – Representação esquemática do circuito equivalente de Thévenin	58
Figura 20 – Interrupções anuais no fornecimento de energia elétrica da Alemanha	61
Figura 21 – Tamanho do Mercado de Geração Distribuída de 2024 a 2034	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Impactos de Distúrbios na Operação de Sistemas	41
Tabela 2– Síntese comparativa dos marcos regulatórios da Geração Distribuída.....	51

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ADMS	Advanced Distribution Management Systems
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
DR	Decreto Real
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPEX	European Power Exchange
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
FERs	Fontes de Energia Renováveis
GD	Geração Distribuída
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
If	Corrente de Falta
MITECO	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
NECPs	National Energy and Climate Plans (Planos Nacionais de Energia e Clima)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
PPAs	Power Purchase Agreements

REE	Red Eléctrica de España
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCC	Capacidade de Curto-Circuito
SIN	Sistema Interligado Nacional
UE	União Europeia
V	Unidade de medida de Tensão (Volt)
VDE	Verband der Elektrotechnik
W	Unidade de medida de Potência Ativa (Watt)

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1. Justificativa	16
1.2. Objetivos	18
1.2.1. Objetivo Geral	18
1.2.2. Objetivos Específicos	18
1.3. Organização do trabalho	19
2. REFERENCIAL TEÓRICO	20
2.1. Fontes de energia renováveis	20
2.2. Geração Distribuída no Brasil e Europa	25
2.3. Impactos da GD nos sistemas de distribuição	35
3. METODOLOGIA	46
3.1. Delineamento da pesquisa	46
3.2. Método de trabalho	46
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO.	49
4.1. Panorama comparativo dos marcos regulatórios	49
4.1.1. Resumo executivo dos marcos analisados	50
4.1.2. Análise Comparativa: Pontos de Convergência e Divergência Regulatória	52
4.2. Gestão técnica e operacional da integração da GD	55
4.2.1. Estrutura de gestão técnica e planejamento operacional da GD	56
4.2.2. Capacidade de hospedagem e limites operacionais das redes	58
4.2.3. Gestão de operação das redes elétricas	61
4.3. Planejamento e expansão do sistema elétrico	64
4.4. Perspectivas futuras	68
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	70
6. REFERÊNCIAS	73

O setor elétrico mundial passa por profundas transformações estruturais, impulsionadas pela crescente demanda por energia limpa, descentralizada e eficiente. Entre os principais vetores dessa transição destaca-se a Geração Distribuída (GD), modelo no qual consumidores assumem também o papel de produtores de energia, modificando a lógica tradicional de um sistema centralizado para uma rede mais dinâmica, interativa e descentralizada. Entende-se “Geração Distribuída” como um sistema, com fonte de geração de energia própria e equipamentos de medição e controle, conectado a uma rede de distribuição (Ackermann; Andersson; Söder, 2001; Pepermans *et al.*, 2005). No campo econômico-político, incertezas quanto à disponibilidade de reservas, no futuro, e instabilidades políticas em alguns países exportadores têm influenciado a alta dos preços da eletricidade produzida a partir de combustíveis fósseis (Benedito, 2009).

A difusão da GD, especialmente a partir de fontes renováveis como a solar fotovoltaica e a eólica, tem provocado impactos significativos tanto do ponto de vista técnico, com a necessidade de modernização das redes de distribuição, quanto do ponto de vista regulatório, exigindo novos marcos legais que equilibrem incentivos à expansão da tecnologia com a sustentabilidade econômico-financeira do setor. Além disso, visto que o desenvolvimento econômico e tecnológico está vinculado ao consumo de energia, muitos países se comprometeram a diversificar sua matriz energética (EPE, 2007).

No cenário internacional, a Europa desponta como referência devido à adoção de políticas robustas e marcos regulatórios mais avançados que os brasileiros, os quais não apenas incentivam a descentralização energética, mas também consolidam a participação ativa dos consumidores. Instrumentos como a Diretiva 2009/28/CE, que estabeleceu metas vinculantes para energias renováveis, a Diretiva (UE) 2018/2001 – RED II, que fortaleceu o papel das comunidades energéticas, e o Pacote “Energia Limpa para Todos os Europeus” (2019), que definiu direitos e deveres dos chamados prosumidores (indivíduo, grupo ou empresa que combina as funções de produtor e consumidor de energia), ilustram um ambiente regulatório altamente estruturado. Na Europa, a GD é compreendida como a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis ou não renováveis, localizada próxima aos pontos de consumo ou conectada à rede de distribuição, com capacidade geralmente inferior a 50 MW (variando conforme o país). Diferentemente do Brasil, a GD europeia não exige exclusividade de fontes

renováveis, embora estas sejam prioritárias devido às metas de descarbonização do Acordo de Verde Europeu (*European Green Deal*).

No Brasil, a definição de geração distribuída estabelece que a produção de energia deve ocorrer prioritariamente a partir de fontes renováveis e em instalações situadas próximas aos consumidores, permitindo que o consumo seja realizado localmente. A inserção da GD ganhou força no país a partir da Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, posteriormente atualizada pela Lei nº 14.300/2022, que instituiu o marco legal da geração distribuída. Embora tais instrumentos tenham apresentado avanços significativos para a realidade nacional, ainda se encontram em estágio de amadurecimento, especialmente quando comparados à amplitude e à consolidação das diretrizes europeias.

A análise comparativa entre esses dois contextos torna-se relevante porque evidencia como diferentes realidades influenciam o ritmo e a forma de integração da GD ao sistema elétrico de potência. Além disso, possibilita a identificação de boas práticas europeias que podem servir de referência para o aprimoramento do modelo brasileiro, contribuindo para acelerar a transição energética nacional.

Diante desse panorama, este trabalho busca compreender de que maneira Brasil e Europa têm lidado com os desafios da GD, considerando os aspectos regulatórios, técnicos e de mercado, e quais lições podem ser extraídas dessa comparação para fortalecer o futuro da geração distribuída no Brasil. As previsões de demanda para o sistema elétrico brasileiro fornecem elementos para estudos de capacidade, que tem por objetivo avaliar se o sistema atual é capaz de suprir a demanda prevista ou se é necessário planejar a expansão desse sistema (Alfonso, 2021).

1.1. Justificativa

A geração distribuída consolida-se como uma tendência global estratégica, e sua inserção na matriz energética oferece vantagens significativas, como a minimização das perdas de energia características dos sistemas de distribuição tradicionais e o fortalecimento da confiabilidade e segurança do suprimento energético.

A convergência entre urgência climática, segurança energética e equidade no acesso à energia são desafios globais que demandam respostas. O Brasil avança na expansão da geração distribuída, mas ainda enfrenta lacunas regulatórias e técnicas que limitam seu potencial pleno. O cenário europeu, por sua vez, oferece um repertório valioso de soluções testadas para alta penetração de fontes distribuídas, abrangendo desde modelos de mercado inovadores até estruturas regulatórias adaptativas.

A disparidade entre os marcos normativos brasileiro e europeu revela não apenas estágios diferentes de maturidade, mas também oportunidades tangíveis de aprendizado. Crises geopolíticas recentes escancararam a vulnerabilidade de sistemas dependentes de combustíveis fósseis, acelerando globalmente a busca por descentralização e resiliência energética. Neste contexto, analisar trajetórias distintas torna-se estratégico para o planejamento energético nacional.

Fundamenta-se, assim, a necessidade de traduzir experiências internacionais em *insights* acionáveis relacionados à GD para a realidade brasileira, considerando suas singularidades geográficas, socioeconômicas e infraestruturais. Não se propõe a replicar modelos externos, mas a identificar princípios e mecanismos adaptáveis que possam reduzir assimetrias regionais, ampliar o acesso à geração distribuída para comunidades vulneráveis, integrá-la ao mercado livre de energia e preparar o sistema interligado nacional para fluxos bidirecionais massivos. A geração distribuída configura-se não apenas como alternativa técnica, mas como vetor de transformação social, econômica e ambiental, cujo potencial estratégico merece análise aprofundada à luz de experiências internacionais consolidadas (Castro e Dantas, 2018).

A geração distribuída aumenta a complexidade do sistema, visto que a conexão de outras fontes de energia pode sobrecarregar o sistema e interferir no balanço entre a oferta e a demanda dos serviços das distribuidoras (Alfonso, 2021). Além disso, devido às interações não lineares entre os componentes do sistema elétrico, os agentes envolvidos – como geradores distribuídos, distribuidoras e consumidores – podem reorganizar-se de forma descentralizada, elevando a complexidade e a variabilidade operacional da rede. Essa dinâmica torna desafiadora a compreensão integral das relações sistêmicas e de seus efeitos em cascata. Considerando que o entendimento holístico do sistema é primordial para a formulação de políticas e investimentos

estratégicos, emerge uma questão central: de que modo a inserção massiva da geração distribuída impacta a estabilidade, o planejamento e a operação do sistema de distribuição de energia elétrica – particularmente em contextos de transição energética, como os analisados no Brasil e na Europa?

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo Geral

O propósito deste trabalho é analisar comparativamente as adaptações técnicas e os impactos sistêmicos da geração distribuída (GD) nos sistemas elétricos do Brasil e da Europa, analisando a influência dos respectivos marcos regulatórios e avaliando como as particularidades de cada contexto influenciam a operação, o planejamento e a confiabilidade das redes elétricas, com vistas a identificar soluções técnicas e estratégicas aplicáveis à realidade brasileira.

1.2.2. Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho compreendem a caracterização dos modelos de integração técnica da geração distribuída em sistemas elétricos de países europeus selecionados, como Alemanha e Espanha, analisando suas estratégias de gestão de fluxos bidirecionais, soluções para mitigação de impactos na qualidade da energia e protocolos de conexão aplicados. Adicionalmente, busca-se avaliar os impactos técnicos da geração distribuída no Sistema Interligado Nacional brasileiro, considerando seus efeitos em redes de distribuição, os desafios operacionais em regiões com alta penetração, e os requisitos de modernização de infraestrutura necessários. Outro objetivo reside em identificar soluções técnicas europeias adaptáveis ao contexto brasileiro, incluindo modelos de previsão de geração, esquemas de proteção e controle para redes com alta penetração, e experiências bem-sucedidas em integração de armazenamento energético. Por fim, almeja-se propor diretrizes para a evolução técnica do sistema elétrico brasileiro, sintetizando recomendações para atualização de normas técnicas, estratégias de planejamento de redes considerando cenários de crescimento da GD, e critérios para interoperabilidade entre sistemas de geração distribuída e operadores de rede.

1.3. Organização do trabalho

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos, organizados de forma a possibilitar uma compreensão progressiva do tema e dos resultados alcançados.

O Capítulo 1 apresenta a introdução geral do estudo, contextualizando a importância da Geração Distribuída (GD) no cenário da transição energética, bem como os objetivos, justificativas e metodologia adotada.

O Capítulo 2 aborda o referencial teórico, reunindo os principais conceitos, fundamentos técnicos e normativos sobre geração distribuída, planejamento energético e integração de fontes renováveis ao sistema elétrico.

O Capítulo 3 descreve a metodologia aplicada, detalhando os eixos de análise que orientam o desenvolvimento da pesquisa: o eixo regulatório, o eixo técnico-operacional e o eixo de planejamento de longo prazo.

O Capítulo 4 apresenta os resultados e discussões do estudo, divididos em três seções principais. O primeiro eixo compara os marcos regulatórios da GD no Brasil, Alemanha e Espanha; o segundo discute os aspectos técnicos e operacionais da integração da GD, incluindo capacidade de hospedagem, estabilidade e controle da rede; e o terceiro trata do planejamento e expansão do sistema elétrico, com ênfase em armazenamento de energia, mercado livre e estratégias de longo prazo.

Por fim, o Capítulo 5 traz as considerações finais do trabalho, destacando as contribuições teóricas e práticas da pesquisa, as lições extraídas da comparação internacional e as perspectivas futuras para o fortalecimento da Geração Distribuída no Brasil.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo consolida os fundamentos teóricos necessários para a análise comparativa proposta nesta pesquisa, estruturando-se em três pilares inter-relacionados. Primeiramente, examina-se o contexto das fontes renováveis de energia e sua influência na transformação das matrizes energética e elétrica em escala global e nacional, com ênfase nas particularidades dos sistemas brasileiro e europeu. Em seguida, explora-se o conceito de geração distribuída (GD), abordando suas definições, características técnicas, modelos de integração e impactos nos sistemas de transmissão e distribuição, com base nas experiências internacionalmente documentadas. Por fim, apresentam-se os princípios de sistemas complexos e do pensamento técnico, que fornecem a base metodológica para compreender as interações dinâmicas entre agentes, tecnologias, regulamentos e infraestruturas nos cenários analisados de GD no Brasil e na Europa.

2.1. Fontes de Energia Renováveis

O século XXI tem sido palco de uma transformação crucial no setor energético mundial, impulsionada pela convergência de urgentes desafios ambientais, geopolíticos e econômicos. A dependência histórica dos combustíveis fósseis como base do desenvolvimento industrial e da geração de energia revelou seus limites de forma contundente, manifestos através das mudanças climáticas, da volatilidade dos preços no mercado internacional e de crises de abastecimento.

Em resposta a esse cenário, a transição energética emerge como um imperativo global estratégico. Esse processo consiste na mudança estrutural de uma matriz energética intensiva em carbono para um sistema sustentável, baseado em fontes de baixo impacto ambiental. Esse movimento é amplamente respaldado por acordos internacionais, com destaque para o Acordo de Paris de 2015, no qual signatários se comprometeram a limitar o aquecimento global bem abaixo de 2°C, preferencialmente a 1,5°C, em relação aos níveis pré-industriais. Este compromisso exige, necessariamente, a descarbonização profunda dos setores de energia e transporte.

As fontes energéticas que integram as matrizes de energia classificam-se em duas categorias: renováveis e não renováveis. As fontes não renováveis, como petróleo, gás natural e carvão mineral, caracterizam-se por sua disponibilidade finita na natureza, uma vez que seus reservatórios não se recompõem na mesma velocidade com que são explorados. Em contrapartida, as fontes renováveis possuem a capacidade de manter ou regenerar seus estoques naturalmente, já que sua taxa de renovação supera o ritmo de consumo. Essas fontes podem ser subdivididas em duas categorias: biomassa tradicional e renováveis modernas (REN21, 2019).

A biomassa tradicional caracteriza-se pela combustão direta de materiais orgânicos para produção de energia, sendo uma prática comum em zonas rurais e em economias emergentes. Esse processo normalmente recorre a tecnologias pouco eficientes, resultando em maiores impactos ambientais e significativa emissão de poluentes. Por outro lado, a biomassa também se enquadra na categoria de fontes renováveis modernas quando processada por meio de sistemas de combustão eficientes. Esses sistemas tecnologicamente avançados permitem um rigoroso controle das emissões poluentes e possibilitam a utilização do potencial energético do material por meio da cogeração. Outras fontes que também são consideradas como renováveis modernas são: hidrelétrica, biocombustível, geotérmica, eólica e solar (REN21, 2019). Do ponto de vista da sustentabilidade, as fontes de energia classificadas como renováveis modernas representam a alternativa com maior potencial de benefícios ambientais. No entanto, é importante ressaltar que nenhuma fonte energética é completamente isenta de impactos ao meio ambiente, uma vez que todas as modalidades de geração produzem algum tipo de efeito sobre os ecossistemas.

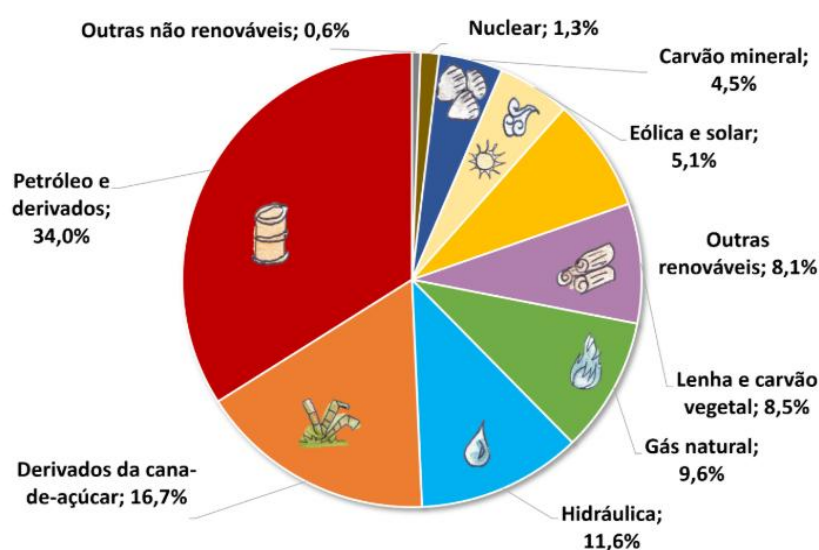
Neste contexto, as fontes de energia renováveis (FERs) assumem um papel de protagonismo incontestável. Solar, eólica, hídrica, biomassa e outras não são mais alternativas marginais, mas sim tecnologias cuja viabilidade técnica e econômica é comprovada e que experimentam crescimento exponencial em capacidade instalada global. Estas representam o cerne de uma nova política de segurança energética, que alia resiliência e sustentabilidade, ao reduzir a dependência de recursos finitos e geopoliticamente concentrados e aproveitar recursos domésticos, abundantes e gratuitos, como sol, vento e água

O conjunto das fontes utilizadas para geração de energia compõem o que é chamado de matriz energética (EPE, 2020b). Já a matriz elétrica é o conjunto de fontes de energia usadas

exclusivamente para gerar eletricidade, diferentemente da matriz energética, que abrange todas as fontes de energia de um país.

A matriz energética brasileira destaca-se globalmente por seu caráter majoritariamente renovável. Sua composição é dominada por fontes limpas, com a fonte hídrica historicamente sendo sua principal base, fornecendo uma parcela significativa da geração total, como mostrado na Figura 2.

Figura 2 – Matriz Energética Brasileira em 2024



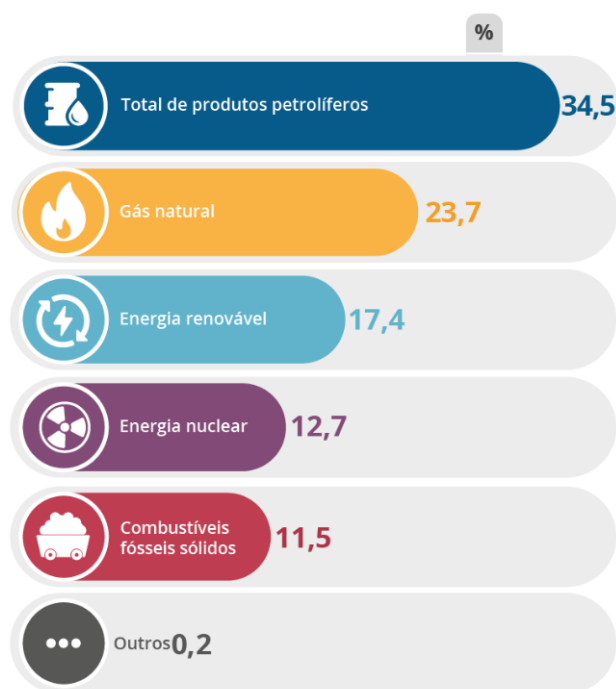
Fonte: EPE, 2025a

No Brasil, a variação sazonal na geração de energia hidrelétrica é equilibrada pelo acionamento de usinas termelétricas. Uma das principais vantagens da geração térmica reside em seu elevado fator de disponibilidade, uma vez que essas usinas podem ser operadas continuamente ao longo do ano, independentemente de condições climáticas ou sazonais.

A matriz energética europeia caracteriza-se por uma transição acelerada rumo à descarbonização, impulsionada por políticas climáticas ambiciosas. No entanto, ainda mantém uma dependência significativa de combustíveis fósseis, especialmente gás natural, cuja garantia de abastecimento tornou-se prioridade estratégica após recentes crises geopolíticas.

Dois casos emblemáticos ilustram contrastes nesta trajetória: a Alemanha, que após a decisão de desativar suas usinas nucleares intensificou investimentos em energias eólica marinha (*offshore*) e solar, mas mantém o carvão como *backup* até 2038. A Espanha se destaca pela liderança em energia eólica terrestre e solar fotovoltaica, aproveitando seus recursos naturais abundantes e reduzindo progressivamente a participação de termelétricas a carvão através de investimentos em interconexões e hidrogênio verde. Ambos os países demonstram os desafios comuns de integrar fontes intermitentes em escala, mas seguem caminhos distintos na substituição de suas fontes convencionais. A Figura 3 ilustra a matriz energética da União Europeia.

Figura 3 – Matriz energética da UE



Fonte: EEA, 2023

A Figura 4 apresenta a evolução da geração mundial de eletricidade a partir de fontes renováveis entre 1990 e 2024, revelando um cenário de transformação no sistema energético global. A trajetória ascendente mostra um crescimento notável, especialmente acelerado na última década, indicando a consolidação das renováveis como pilares da transição energética.

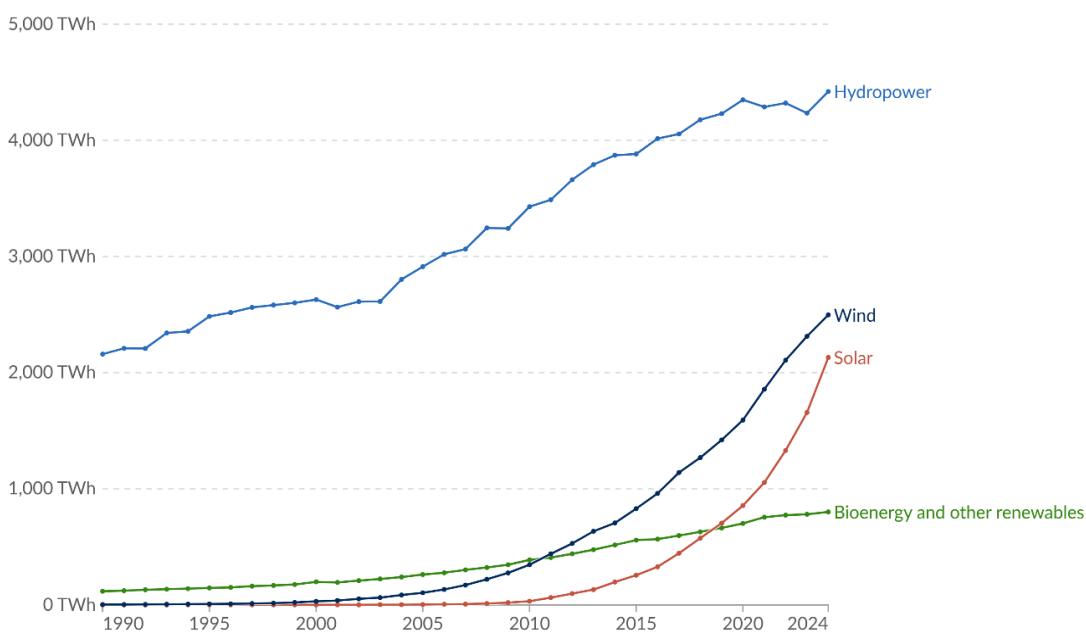
Destaca-se o crescimento exponencial das fontes solar e eólica, que praticamente não apareciam no início do século e se tornaram as principais responsáveis pela expansão da capacidade renovável global. Estas duas fontes representam a vanguarda tecnológica e a resposta aos custos decrescentes e às políticas de incentivo implementadas mundialmente. Já a energia hídrica mantém-se como a base das renováveis no mundo, apresentando um crescimento estável, porém em ritmo menor comparado às novas fontes. Sua participação majoritária, porém menos dominante ao longo do tempo, reflete tanto a maturidade desta tecnologia quanto os limites de expansão em várias regiões.

As outras renováveis (geotérmica, biomassa e resíduos) mantêm uma contribuição constante, porém modesta, demonstrando que ainda são fontes complementares no panorama global.

Figura 4 – Geração de eletricidade renovável mundial entre 1990 e 2024

Modern renewable electricity generation by source, World

Measured in terawatt-hours¹.



Data source: Ember (2025); Energy Institute - Statistical Review of World Energy (2025)

OurWorldinData.org/renewable-energy | CC BY

Note: "Other renewables" include geothermal, wave, and tidal energy.

Fonte: Ritchie; Roser; Rosado (2020)

As matrizes energética e elétrica constituem elementos fundamentais para subsidiar instrumentos de planejamento no setor energético. Um planejamento eficaz deve buscar estratégias que garantam o suprimento de energia a preços competitivos, sempre alinhado com os princípios de sustentabilidade ambiental, social e econômica.

Evidencia-se então uma mudança de paradigma: a transição energética deixou de ser uma tendência regional para se tornar um movimento global, impulsionado pela urgência climática, pela competitividade econômica das renováveis e por políticas coordenadas internacionalmente. A aceleração recente sugere que as metas de descarbonização do Acordo de Paris estão impulsionando mudanças concretas no sistema energético mundial, com as renováveis respondendo por uma parcela cada vez maior da eletricidade global. De fato, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética, os três pilares de referência para o planejamento energético brasileiro são segurança, economicidade e sustentabilidade (Bueno, 2013).

As informações obtidas a partir da análise da integração das energias renováveis no mundo constituem elementos fundamentais para subsidiar instrumentos de planejamento no setor energético. De fato, essa mudança no setor energético, decorrente do maior uso de fontes renováveis, já pode ser observada (Connolly; Lund; Mathiesen, 2016; Kuang *et al.*, 2016). Um planejamento eficaz deve buscar estratégias que garantam o suprimento de energia a preços competitivos, sempre alinhado com os princípios de sustentabilidade ambiental, social e econômica.

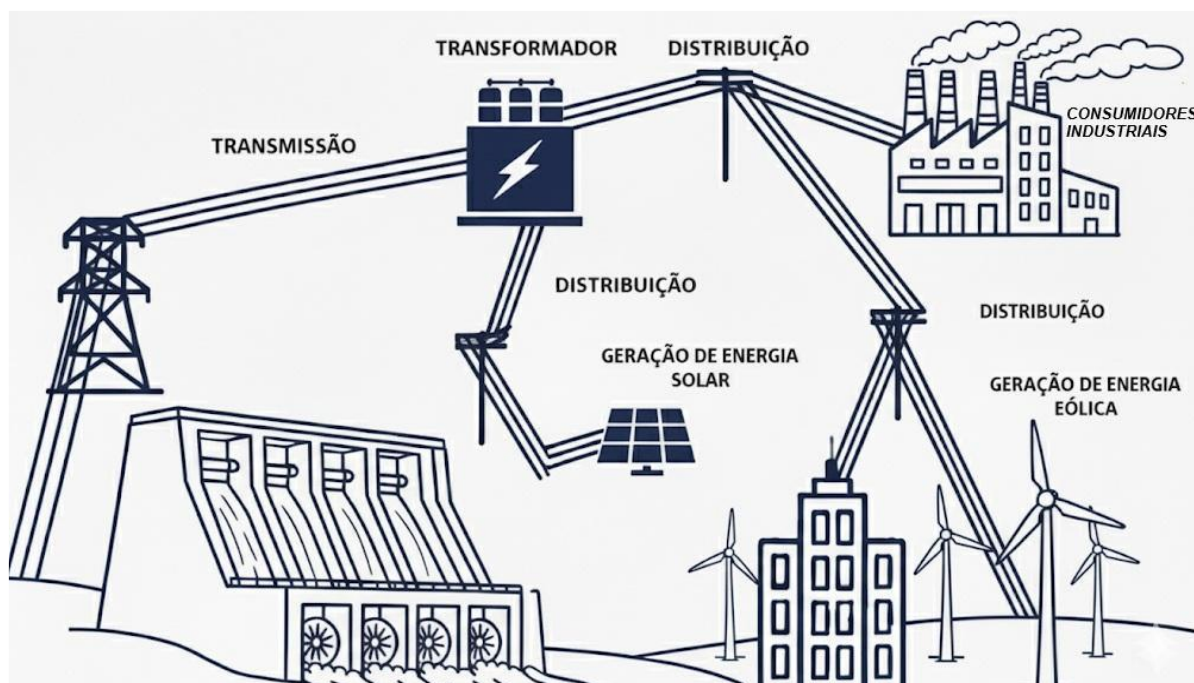
2.2. Geração Distribuída no Brasil e Europa

A geração distribuída (GD) representa uma mudança de paradigma nos sistemas elétricos, transformando consumidores passivos em agentes ativos na produção de energia e desafiando a lógica tradicional de geração centralizada. O termo tem sintonia com outras expressões normalmente usadas como: autogeração, geração *in situ*, cogeração e geração exclusiva (EPRI, 1997, *apud* OLADE, 2011). Este modelo, representado na Figura 5, caracterizado pela produção de eletricidade em pontos próximos ao consumo, conectada diretamente às redes de distribuição, ganhou relevância global impulsionado pela convergência de três fatores críticos: a maturidade tecnológica de fontes renováveis modulares (especialmente solar fotovoltaica), a urgência climática que exige a descarbonização dos sistemas energéticos, e a evolução regulatória que possibilita novos arranjos entre produtores,

distribuidores e consumidores. Seu crescimento redefine não apenas a estrutura técnica dos sistemas elétricos, mas também seus fundamentos econômicos e sociais, estabelecendo as bases para um novo ecossistema energético descentralizado e descarbonizado.

A produção de energia elétrica pode ser categorizada em dois modelos distintos: centralizada e distribuída. No modelo centralizado, a geração ocorre em grandes unidades produtoras de grande porte, como usinas hidrelétricas, termelétricas ou parques eólicos de grande escala. Nesta configuração, o fluxo de energia segue uma direção unidirecional, partindo da central geradora em direção aos consumidores finais, por meio de redes de transmissão e distribuição de longo alcance. Este modelo tradicional demanda investimentos significativos em infraestrutura de transporte de energia e está sujeito a perdas técnicas ao longo do sistema. Por outro lado, a geração distribuída ocorre quando há fontes de geração de energia conectadas junto à rede de distribuição de alguma concessionária ou junto ao consumidor (Ackermann; Andersson; Söder, 2001). De acordo com a EPE (2021), em 2020, a fonte solar distribuída superou a expansão de todas as fontes centralizadas.

Figura 5 – Geração de eletricidade centralizada e distribuída



Fonte: De autoria própria

Diante da crescente conscientização sobre a finitude dos recursos energéticos não renováveis utilizados pelas usinas convencionais baseadas em combustíveis fósseis, a geração distribuída configura-se como um instrumento estratégico fundamental. Esta modalidade de geração incentiva tanto o aproveitamento de recursos renováveis disponíveis localmente quanto a implementação de iniciativas voltadas à eficiência energética. Do ponto de vista ambiental, os recursos energéticos distribuídos representam uma contribuição essencial para a redução das emissões de gases de efeito estufa e, conseqüentemente, para a mitigação dos efeitos das mudanças climáticas.

A geração distribuída a partir de fontes renováveis responde atualmente por cerca de 1% da geração mundial de eletricidade (REN21, 2020). A implantação de sistemas de geração distribuída, caracterizados por sua natureza descentralizada e escala reduzida, vem registrando expansão significativa em diversos países. Esta expansão apresenta tanto oportunidades quanto desafios para os sistemas elétricos. Entre as principais oportunidades destaca-se a capacidade de consumidores residenciais, comerciais e industriais tornarem-se produtores de sua própria energia. Quando associada a sistemas de armazenamento, essa autonomia energética reduz a dependência das redes convencionais de distribuição, resultando em maior confiabilidade no abastecimento e potencial redução de custos a médio e longo prazos.

Outro benefício da geração distribuída por meio de fontes renováveis de energia é o aumento da flexibilidade da rede e uma menor restrição durante os horários de pico de demanda (REN21, 2020). Como contrapartida, surge o desafio técnico de integrar essas novas fontes de geração à infraestrutura existente de distribuição. Esta incorporação exige adaptações operacionais significativas e a implementação de estratégias de gestão para mitigar os impactos causados pela conexão massiva de unidades descentralizadas nas redes elétricas convencionais.

Os programas de incentivo à geração distribuída são elaborados com focos distintos conforme o estágio de desenvolvimento de cada mercado energético. Em economias com sistemas elétricos consolidados e expressiva participação de fontes renováveis, as diretrizes políticas concentram-se na integração técnica e comercial da produção descentralizada. Essas medidas buscam principalmente gerenciar os efeitos da expansão de fontes renováveis intermitentes sobre a rede de distribuição, incluindo a geração distribuída de pequeno porte.

Uma diferenciação fundamental na regulamentação da GD diz respeito à classificação por potência de geração. No Brasil, a Resolução Normativa ANEEL 1.000/2021 estabelece as categorias de microgeração para unidades até 75 kW e minigeração para unidades acima de 75 kW até 5 MW, sendo 3 MW para fonte hídrica (ANEEL, 2021). Esta modalidade de geração, regulamentada inicialmente pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e atualizada pela Lei nº 14.300/2022, tem como base principal fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada.

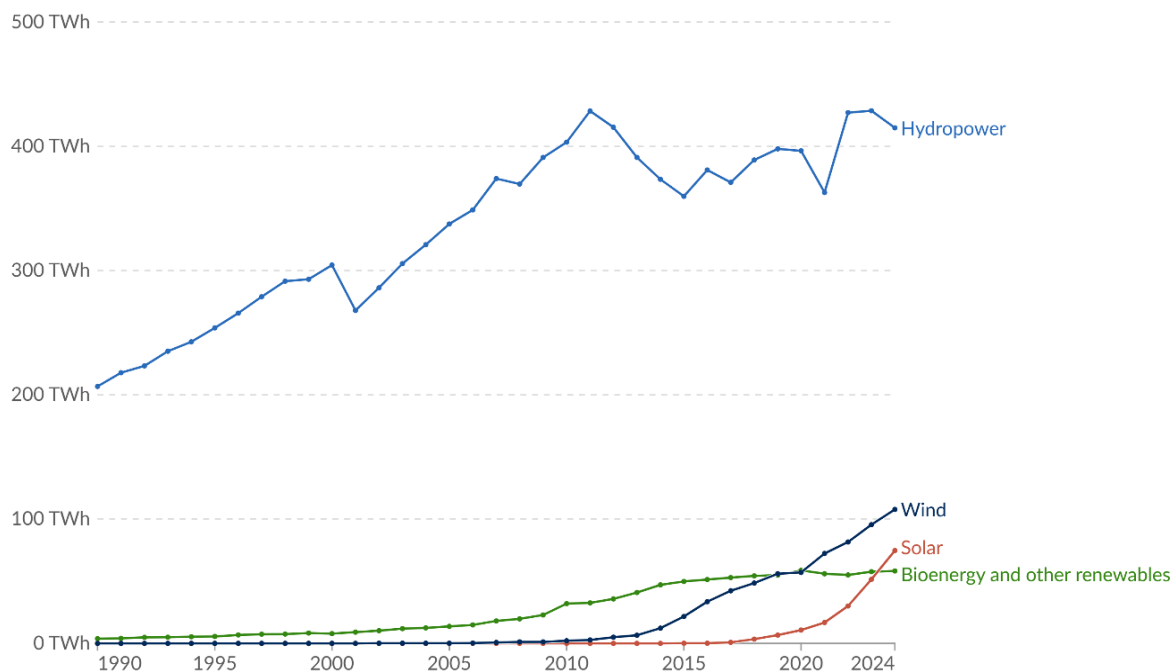
O Brasil aumentou sua produção de energias renováveis desde 1990, conforme visto na Figura 6. As hidrelétricas sempre foram a base, mas a grande mudança veio depois de 2010 com a explosão da energia eólica e, mais recentemente, da fotovoltaica. O país diversificou sua matriz, saindo de uma dependência quase total das hidrelétricas para um mix mais equilibrado e resiliente. Em 2024, a geração de eletricidade limpa atingiu seu ponto mais alto.

Figura 6 – Geração de eletricidade renovável no Brasil

Modern renewable electricity generation by source, Brazil

Measured in terawatt-hours¹.

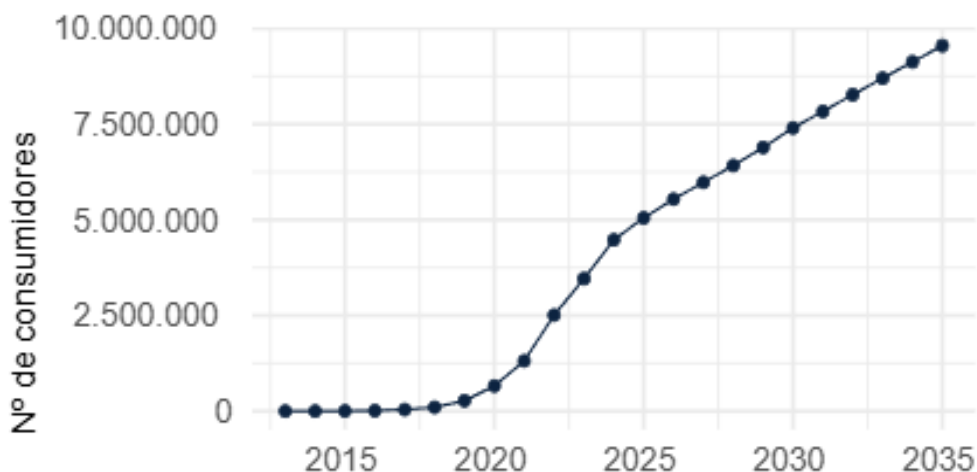
Our World
in Data



Fonte: Ritchie; Roser; Rosado (2020)

A relação custo-benefício, no Brasil, faz com que a GD seja conveniente para consumidores diversos (residenciais, rurais e comerciais/industriais), com isso a expectativa de crescimento é exponencial, como mostra a Figura 7.

Figura 7 – Projeção do número de consumidores com GD no Brasil



Fonte: EPE, 2025b

Diversos instrumentos de política energética têm sido empregados para estimular a expansão da geração distribuída, destacando-se dois mecanismos principais: o Net Metering, que permite ao consumidor-gerador injetar o excedente de sua produção na rede elétrica e receber créditos para abater o consumo em momentos de geração insuficiente, operando através de um medidor bidirecional; e a Tarifa *Feed-in* (Tarifa de Injeção), que garante preços fixos e contratos de longo prazo para toda a energia renovável injetada na rede, sendo o consumidor remunerado por toda a energia gerada enquanto adquire a energia que necessita pelo valor de mercado convencional. Um exemplo emblemático ocorreu em 2019, quando o estado da Califórnia, nos EUA, implementou uma legislação que torna obrigatória a instalação de sistemas fotovoltaicos na maioria das novas edificações residenciais. Essa política também foi replicada na cidade de Nova York, que adotou um mandato solar fotovoltaico para novos empreendimentos e construções submetidas a certos tipos de reformas (REN21, 2020).

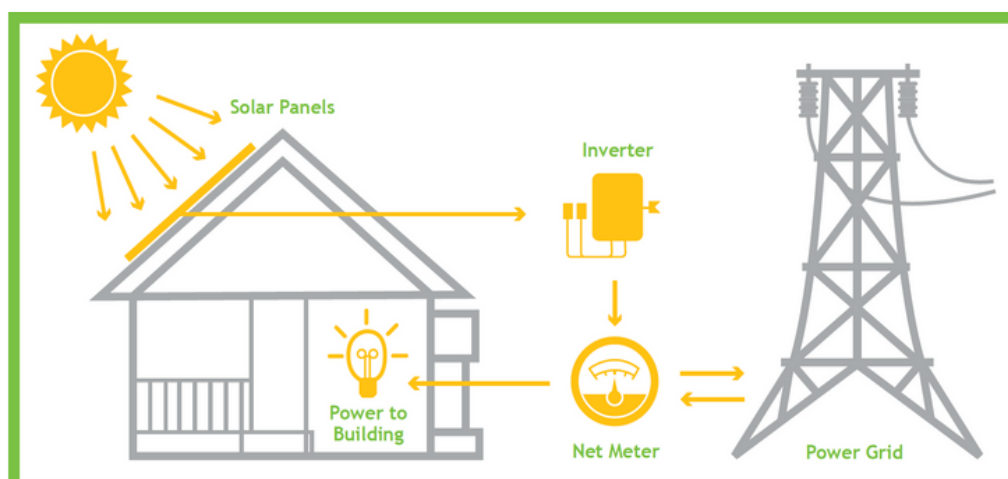
Além disso, em relação à geração solar no Brasil, a REN 687 estabelece que o prosumidor (consumidor e produtor) tem direito a receber créditos energéticos, medidos em quilowatt-hora (kWh), pela energia excedente que injetar na rede de distribuição. Esses

créditos, que não são convertidos em valor monetário, podem ser utilizados para abater o consumo em períodos de até 60 meses, quando a demanda for superior à geração própria.

Todo este mecanismo opera sob a premissa fundamental de que os prosumidores mantêm-se permanentemente conectados à rede elétrica, infraestrutura gerenciada pelas concessionárias de distribuição. A rede atua como uma "bateria virtual", compensando a intermitência inerente à geração solar fotovoltaica, que está restrita aos períodos diurnos e sujeita a variações climáticas. Durante as horas de alta irradiação solar, o excedente energético é injetado na rede de distribuição, gerando créditos para o prosumidor. Nos períodos noturnos, quando os sistemas de geração distribuída tornam-se inoperantes, o suprimento energético é garantido pela rede convencional, utilizando-se os créditos acumulados anteriormente.

Como demonstrado, a rede elétrica constitui o elemento fundamental para viabilizar o mecanismo de compensação do *Net Metering*, ilustrado na Figura 8. Este modelo de compensação considera exclusivamente o balanço energético, sem contabilizar adequadamente os serviços de infraestrutura prestados pelas distribuidoras, que devem garantir a capacidade de receber tanto a injeção quanto o consumo de energia dos prosumidores. A REN 687/2015 estabelece que os prosumidores estão isentos do pagamento pelos custos de uso da rede elétrica, ainda que utilizem intensamente essa infraestrutura para trocas energéticas.

Figura 8 – Modelo de sistema solar com aderência ao Net Metering



Fonte: Reevisa, 2021

A regulação da micro e minigeração na Europa, particularmente na Alemanha e Espanha, reflete a maturidade de seus mercados energéticos, com modelos mais flexíveis e orientados ao mercado que as definições baseadas estritamente em potência adotadas no Brasil.

A Alemanha se destaca entre os analisados por oferecer as condições de conexão mais vantajosas para geração distribuída renovável. O país garante prioridade no acesso e conexão à rede, além de isentar os usuários de custos adicionais por expansões necessárias na infraestrutura de distribuição. Na Alemanha, o marco legal é estabelecido pela Lei de Fontes de Energia Renováveis (EEG - *Erneuerbare-Energien-Gesetz*), que não define categorias rígidas de potência, mas sim se baseia no tipo de instalação e destino da energia (IEA, 2025). Para pequenas instalações, equivalentes ao conceito brasileiro de microgeração, predominam sistemas de até 30 kWp, tipicamente em telhados residenciais, que operam sob o modelo de autoconsumo com injeção de excedentes. Neste modelo, o incentivo financeiro principal está no consumo próprio da energia gerada, enquanto os excedentes injetados na rede recebem uma tarifa de mercado, geralmente baixa, em contraste com o antigo sistema de tarifas de injeção garantidas. Para instalações maiores, equivalentes à minigeração, com potências que podem alcançar centenas de kW ou mesmo alguns MW, os modelos de negócio se diversificam significativamente, incluindo a venda total da energia através de leilões ou no mercado livre, e a celebração de *Power Purchase Agreements* (PPAs) com consumidores específicos.

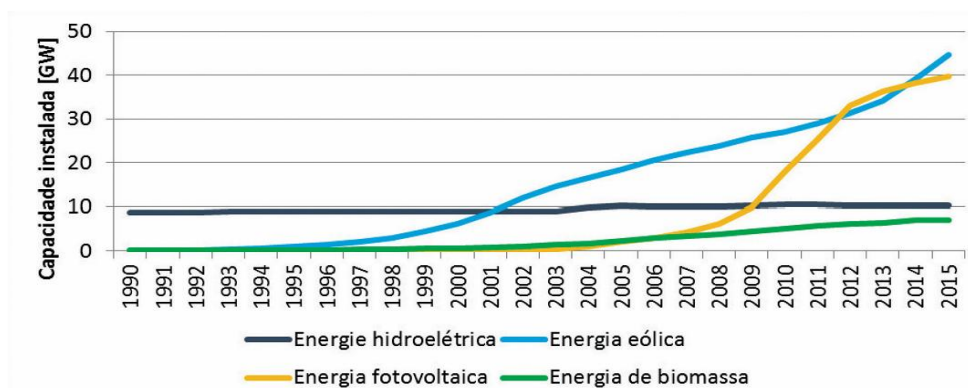
Os PPAs (*Power Purchase Agreements* ou Contratos de Compra de Energia) são acordos de longo prazo entre um gerador de energia e um consumidor, onde se estabelece um preço fixo ou indexado para a energia fornecida, proporcionando segurança financeira para investimentos em novas usinas e permitindo que consumidores industriais e comerciais acessem energia renovável a custos previsíveis.

A implementação da Lei de Fontes de Energia Renováveis (EEG) impulsionou significativamente a geração por fontes renováveis na Alemanha. Em 2015, essas fontes atingiram uma produção de 187 TWh, representando 29% da produção bruta de eletricidade do país. No caso específico da energia fotovoltaica, observa-se que sua expansão tornou-se mais efetiva após a reforma do EEG em 2004. Essa revisão, já prevista na concepção original da lei de 2000, visava otimizar o mecanismo de incentivos com base nas experiências práticas acumuladas. Entre as principais alterações introduzidas, destacam-se o aumento dos valores de

remuneração para sistemas fotovoltaicos instalados em telhados e a eliminação das restrições quanto ao tamanho máximo das usinas. Essas mudanças tinham como objetivo principal corrigir distorções observadas no apoio a diferentes tecnologias, promover a expansão da geração distribuída e permitir o aproveitamento de economias de escala em projetos de maior porte, ajustando assim o marco legal às reais necessidades e potencialidades do setor de energias renováveis na Alemanha.

No período entre 2004 e 2015, como pode ser visto na Figura 9, a capacidade fotovoltaica instalada na Alemanha cresceu a uma média anual de aproximadamente 3 GW, com destaque para o intervalo entre 2009 e 2012, quando a média anual superou 7 GW. Esse crescimento acelerado reflete tanto os incentivos políticos implementados quanto a expressiva redução nos custos dos painéis fotovoltaicos. Contudo, as reformas nas políticas de incentivo realizadas em 2012 resultaram em uma desaceleração perceptível nessa expansão. Como exemplo ilustrativo, em 2015 foram adicionados apenas 1,5 GW de capacidade fotovoltaica ao sistema alemão.

Figura 9 – Desenvolvimento da Capacidade Instalada de Energia Renovável Alemã



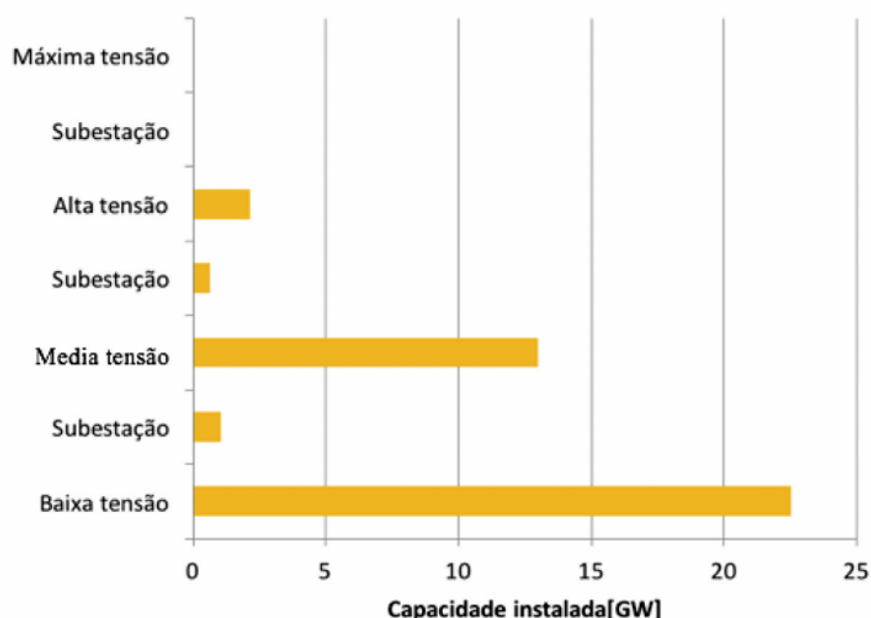
Fonte: Matschoss *et al.* (2017)

A análise do desenvolvimento fotovoltaico na Alemanha revela a predominância de sistemas de pequena escala, uma característica diretamente vinculada à interação entre políticas públicas específicas e o notável engajamento social no processo de transição energética (Energiewende). Esta sinergia entre instrumentos regulatórios direcionados e participação cidadã constitui um elemento fundamental para compreender o modelo distintivo de expansão das energias renováveis no contexto alemão.

A Alemanha consolida-se como a principal referência europeia em energia renovável, sendo não apenas o maior mercado energético do continente, mas também o de transição mais acelerada para novas fontes de geração. Sua liderança abrange todo o espectro tecnológico — eólica, solar, bioenergia e geotérmica — com empresas alemãs dominando as cadeias produtivas, do projeto conceitual ao produto final, e expandindo sua atuação para o mercado global.

Conforme ilustrado na Figura 10, os sistemas fotovoltaicos conectados em baixa tensão atingem uma potência acumulada de 23 GW, correspondendo a 57% de toda a capacidade solar instalada no país.

Figura 10 – Capacidade Fotovoltaica Instalada por Nível da Rede



Fonte: Matschoss *et al.* (2017)

A Espanha destaca-se no cenário europeu pela sua expressiva geração de energia fotovoltaica. A trajetória regulatória do país teve início em 1997, com a criação de 57 políticas públicas destinadas ao fomento das energias renováveis. Um dos marcos mais relevantes foi o Decreto Real 900/2015 — popularmente conhecido como "Imposto do Sol" —, que pela primeira vez permitiu o autoconsumo da energia gerada, rompendo com o modelo anterior, que obrigava a injeção total da produção na rede elétrica. Essa abertura foi celebrada pelo setor, ao consolidar a figura do "prosumidor" no mercado de energia.

Entretanto, após intensas críticas, o decreto foi revogado em 2018 pelo Real Decreto-Lei 15/2018, que eliminou barreiras tarifárias e simplificou os trâmites para conexão à rede. A evolução normativa culminou com o DR 244/2019, que estabeleceu as condições administrativas, técnicas e econômicas definitivas para o autoconsumo, incorporando ainda a preocupação com a pobreza energética (Espanha, 2019). Essa sequência de mudanças reflete uma transição regulatória orientada para a democratização da geração de energia e o fortalecimento do papel do cidadão na transição energética.

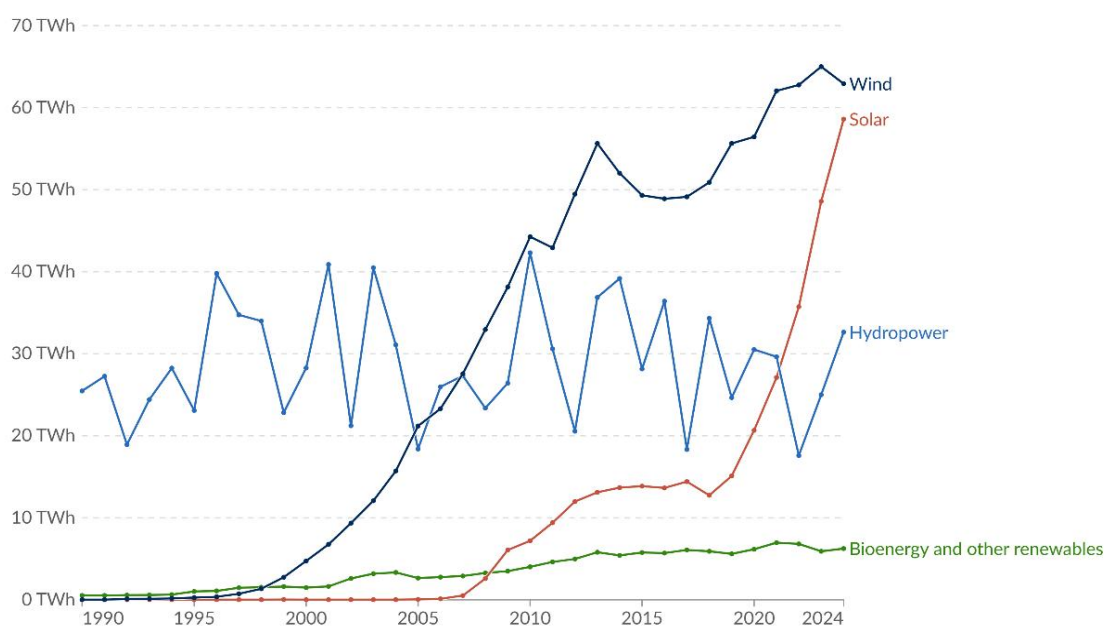
Neste mecanismo (DR 244/2019), a energia excedente injetada na rede é compensada na fatura de energia do mês seguinte, com o valor da energia injetada sendo negociado no mercado grossista, resultando em um crédito financeiro geralmente inferior à tarifa de compra. Esta abordagem representa uma evolução em relação aos modelos anteriores e tem sido fundamental para o crescimento da geração distribuída no país (Figura 11). Além disso, a Espanha aprovou uma nova regulamentação que permite que vários consumidores sejam associados a uma única instalação, independentemente de onde a eletricidade é gerada (Molina, 2019).

Figura 11 – Geração de eletricidade renovável na Espanha

Modern renewable electricity generation by source, Spain

Measured in terawatt-hours¹.

Our World
in Data



Fonte: Ritchie; Roser; Rosado (2020)

Com base nos aspectos apresentados, a GD reconfigurou profundamente o setor elétrico, ampliando a complexidade do sistema com a incorporação de novos agentes e arcabouços regulatórios. Nesse cenário transformado, os consumidores passaram a exercer um duplo papel, atuando simultaneamente como produtores e consumidores de energia.

Para analisar essa dinâmica multifacetada em sua totalidade, a próxima seção apresentará os fundamentos conceituais e metodológicos necessários para a compreensão dos impactos da GD nos sistemas de distribuição.

2.3. IMPACTOS DA GD NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

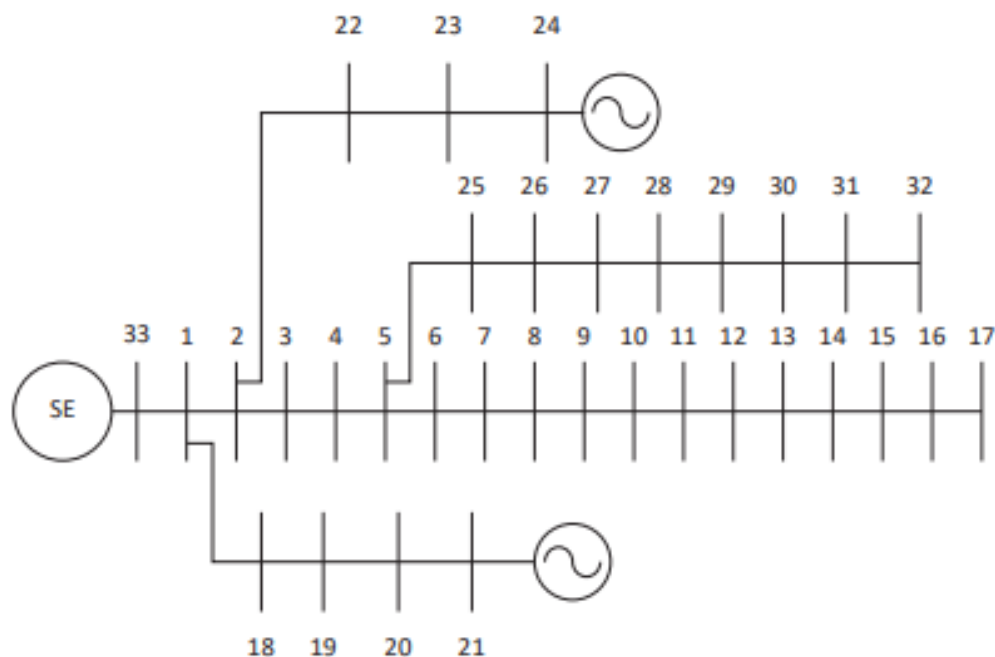
A integração da Geração Distribuída (GD) aos sistemas de distribuição convencionais representa uma mudança de paradigma técnica e operacional, transformando redes originalmente unidirecionais em sistemas dinâmicos e bidirecionais (ALVES *et al.*, 2025). Esta seção tem como objetivo apresentar, de forma geral, os principais impactos decorrentes dessa inserção, categorizando-os em técnicos, operacionais e de qualidade de energia. A análise aborda como a GD altera os fluxos de potência tradicionais, afeta os níveis de tensão, influencia as perdas energéticas e impõe novos desafios ao planejamento e à operação do sistema. Compreender essa gama de efeitos é fundamental para embasar a discussão sobre as estratégias e soluções necessárias para uma transição energética eficiente e segura.

O estudo de fluxo de carga, conhecido como fluxo de potência, constitui uma ferramenta fundamental para a análise de sistemas elétricos em regime permanente. Através deste método é possível determinar os níveis de tensão em diferentes pontos da rede, quantificar os fluxos de potência ativa e reativa nos diversos componentes e identificar os caminhos percorridos pela energia, fornecendo assim um diagnóstico completo do estado operacional do sistema. A causalidade técnica dos impactos da GD tem origem na alteração fundamental do fluxo de potência nos alimentadores de distribuição.

Redes tradicionais são projetadas para operar de forma radial e unidirecional, com a energia fluindo da subestação em direção às cargas. A Figura 12 ilustra justamente um sistema de distribuição configurado em topologia radial com 33 barras. Nessa estrutura, a barra 33 atua como fonte primária de energia, representando a subestação responsável pelo suprimento elétrico. As unidades de geração distribuída de caráter despachável estão conectadas às barras

21 e 24, representadas por fontes de tensão no diagrama. As barras restantes do sistema estão dedicadas ao atendimento das cargas consumidoras.

Figura 12 – Sistema de distribuição radial de 33 barras



Fonte: Melo, 2023

O avanço da geração distribuída (GD), com destaque para a fonte fotovoltaica, modifica substancialmente o panorama radial e unidirecional. As unidades geradoras passam a injetar seus excedentes de energia diretamente nas redes de distribuição de média e baixa tensão, estabelecendo um fluxo de potência em sentido contrário ao originalmente projetado para os alimentadores. Este sentido reverso pode ocasionar em problemas de controle de tensão, níveis de curto-circuito, perdas de energia, operação ilhada, redução da qualidade de energia, ineficiência dos demais sistemas de proteção e segurança da rede entre outros problemas (Silva e Chrun, 2024).

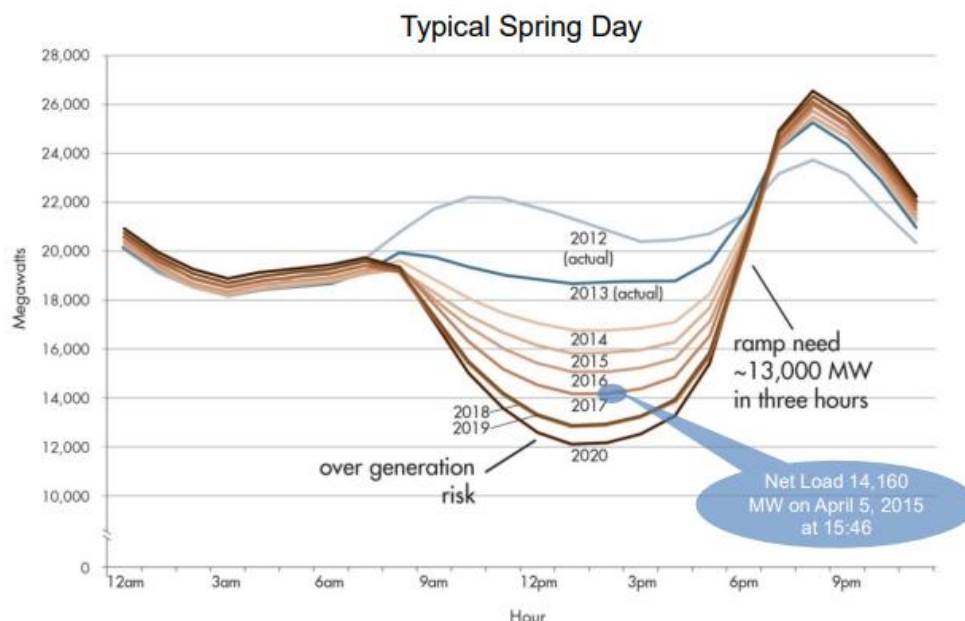
A inversão de fluxo é um fenômeno técnico que ocorre quando a potência ativa injetada pela Geração Distribuída (GD) em um determinado ponto da rede ultrapassa a demanda local instantânea. Em termos de análise de sistemas de potência, isso significa que o fluxo de potência ativa, que tradicionalmente segue o sentido descendente da subestação em direção

às cargas, passa a ter direção oposta. Do ponto de vista operacional, essa reversão no fluxo de energia provoca uma elevação progressiva do perfil de tensão ao longo do circuito, podendo ultrapassar os limites máximos estabelecidos por norma, particularmente em pontos mais distantes da subestação.

Embora a inversão de fluxo seja analisada primariamente em nível de alimentadores, seu efeito cumulativo em larga escala manifesta-se de forma crítica na operação do sistema como um todo. É nesse contexto que o fenômeno da "curva do pato" emerge como uma representação gráfica dos desafios operacionais impostos pela penetração massiva de GD solar.

A "curva do pato" tornou-se um conceito fundamental nos estudos de integração de energias renováveis a partir de 2013, quando o Operador do Sistema Independente da Califórnia (CAISO) identificou um padrão peculiar na curva de carga diária. A análise demonstrou que a expansão acelerada da geração solar fotovoltaica provocaria uma redução progressiva da carga líquida durante as horas centrais do dia (período de máxima irradiação solar) seguida por uma ascensão abrupta no final da tarde, quando a geração solar decresce simultaneamente ao aumento natural da demanda. Esta configuração específica, que lembra o perfil do corpo e pescoço de um pato, conforme a Figura 13, representa um desafio operacional crescente para os sistemas elétricos, pois impõe variações extremamente rápidas na geração convencional necessária para compensar a intermitência solar. O reconhecimento deste padrão permitiu o desenvolvimento de estratégias específicas para gerenciar as transições entre os períodos de excesso e déficit de geração local, tornando-se fundamental para o planejamento de redes resilientes e para a formulação de novos modelos operacionais na era das energias renováveis.

Figura 13 – Curva do Pato (Duck Curve)



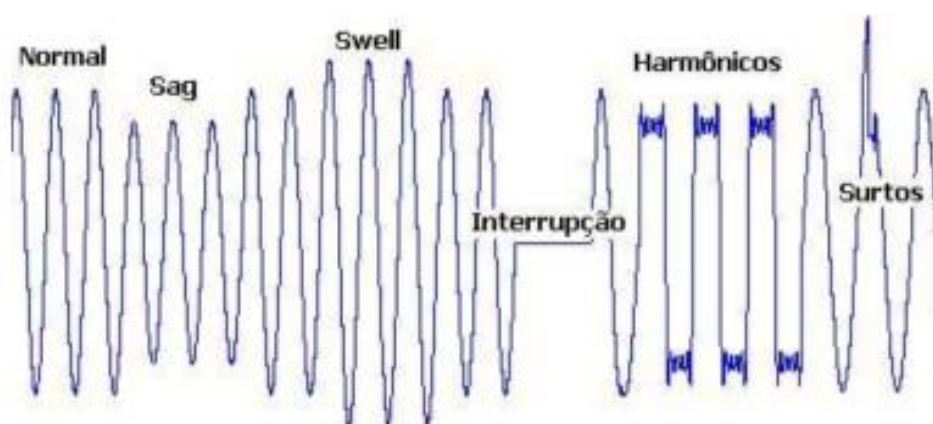
Fonte: Loutan, 2015

A qualidade da energia elétrica está intrinsecamente vinculada à conformidade com os padrões técnicos estabelecidos para parâmetros fundamentais como tensão, frequência, forma de onda e continuidade do fornecimento. Os distúrbios mais recorrentes nos sistemas elétricos compreendem flutuações de tensão, distorções harmônicas, interrupções no serviço e oscilações de frequência, fenômenos que podem comprometer o desempenho adequado de equipamentos e ocasionar prejuízos significativos aos consumidores. A inserção de múltiplas unidades de geração distribuída, particularmente de fontes intermitentes como a energia solar fotovoltaica, possui potencial para amplificar esses distúrbios, especialmente quando a infraestrutura da rede não apresenta condições técnicas adequadas para absorver a variabilidade inerente a esse tipo de geração.

A inserção da Geração Distribuída introduz alterações significativas nos parâmetros de qualidade de energia, estendendo seus impactos além das mudanças no fluxo de potência. A intermitência típica das fontes renováveis, particularmente da energia solar fotovoltaica, manifesta-se através de flutuações rápidas de tensão conhecidas como *flicker*, especialmente perceptíveis durante a passagem de nuvens sobre plantas geradoras de grande porte.

Simultaneamente, a operação dos inversores eletrônicos de potência, por exemplo, essenciais para a conversão da energia solar em corrente alternada, torna-se fonte potencial de distorções harmônicas na forma de onda senoidal. Estas distorções, quando não adequadamente filtradas, propagam-se pela rede elétrica, podendo causar sobreaquecimento em transformadores, disparos indevidos de proteções e mau funcionamento de equipamentos sensíveis. Adicionalmente, em redes de baixa tensão, a conexão desbalanceada de unidades monofásicas de GD entre as fases tende a acentuar os desequilíbrios de tensão preexistentes, criando condições operacionais adversas que transcendem o simples controle dos níveis de tensão e atingem a integridade da forma de onda fornecida aos consumidores. Todos os tipos de alteração no formato de onda, como os vistos na Figura 14, devem ser evitados.

Figura 14— Tipos de distorções harmônicas em um sistema



Fonte: Eletricaparaconcursos, 2016

Além dos impactos no fluxo de potência e na qualidade da energia, a inserção da GD impõe desafios críticos aos sistemas de proteção, originalmente concebidos para redes radiais com fluxo unidirecional. Um dos efeitos mais significativos é a alteração nos níveis de curto-circuito. As unidades de GD, notadamente as baseadas em inversores, contribuem para a corrente de falta quando ocorrem faltas a jusante do seu ponto de conexão. Esta contribuição adicional altera a magnitude e, em alguns casos, a direção da corrente de curto-circuito que os dispositivos de proteção (como relés e fusíveis) identificam. Como consequência, pode ocorrer a descoordenação dos esquemas de proteção, onde equipamentos que deveriam atuar em sequência hierárquica perdem a seletividade, potencialmente

desligando trechos mais amplos da rede do que o necessário durante uma contingência. Adicionalmente, surge o risco crítico de ilhamento não intencional, onde a GD mantém energizada uma parte do alimentador que foi, intencionalmente, desligado pela concessionária para manutenção ou reparo, representando um grave risco à segurança das equipes e do público.

Um esquema de proteção considera-se eficaz quando apresenta quatro atributos principais: sensibilidade para detectar as anomalias para as quais foi dimensionado; velocidade de atuação que minimize a extensão dos danos durante uma falta; confiabilidade operacional que garanta seu funcionamento quando necessário; e seletividade para isolar seletivamente apenas os segmentos em falha, sem comprometer áreas adjacentes saudáveis. O desenvolvimento desses sistemas busca equilibrar requisitos técnicos e viabilidade econômica, assegurando sua implementação prática sem comprometer a eficácia.

Os equipamentos de proteção, particularmente os relés, devem conformar-se integralmente com padrões internacionais estabelecidos, como as normas ANSI/IEEE. É essencial que sejam acompanhados de documentação técnica completa contendo orientações sobre aplicação, manutenção e procedimentos de teste. Adicionalmente, estes dispositivos devem permitir a execução de testes e manutenções sem introduzir perturbações no sistema, enquanto suas documentações devem esclarecer explicitamente as condições que poderiam levar a atuações indevidas.

A eficiência dos sistemas de proteção é fundamental para a detecção e isolamento de faltas elétricas, assegurando a limitação de danos e a preservação da continuidade operacional da rede. Uma atuação adequada implica na capacidade de desconectar rapidamente equipamentos, dispositivos ou circuitos que apresentem funcionamento anormal. Para tanto, torna-se indispensável a realização de estudos abrangentes que considerem as contribuições de todas as fontes conectadas aos níveis de curto-circuito, a filosofia protecional estabelecida, os protocolos de religamento automático, as características do aterramento e o comportamento do sistema em condições pré e pós-falta.

A Tabela 1 sintetiza as contingências operacionais mais frequentes em sistemas elétricos, detalhando suas implicações tanto para os consumidores industriais quanto para as

concessionárias de distribuição, em cenários com e sem a presença de unidades de Geração Distribuída.

Tabela 1 – Impactos de Distúrbios na Operação de Sistemas

Origem do Distúrbio (Falta)	Natureza da Falta	Impactos em Sistemas Industriais	Impactos nas Redes de Distribuição da Concessionária
Rede da Concessionária	Interrupção acidental do fornecimento	Variações de frequência e tensão; Sobrecarga/desligamento dos geradores; Problemas no religamento automático; Rejeição de cargas prioritárias;	Linha permanece energizada até atuação de proteção local; Comprometimento do religamento automático; Risco de ilhamento não intencional;
Rede da Concessionária	Curto-circuito com interrupção	Variação intensa de tensão; Desligamento de motores; Sobrecarga nos geradores distribuídos;	Desligamento em cascata de cargas; Alteração nos níveis de curto-circuito; Possível descoordenação protecional;
Rede da Concessionária	Perda de geração em larga escala no sistema da concessionária	Grandes variações de frequência; Perda de sincronismo; Sobrecarga/desligamento dos geradores; Rejeição de cargas;	Sobrecarga dos geradores remanescentes; Atuação do ERAC (Esquema Regional de Alívio de Carga,); Oscilações de potência; Desligamento de linhas;
Falta típica industrial;	Curto-circuito em tensões inferiores (abaixo de 13,8kV)	Variações de frequência e tensão; Sobrecarga dos geradores; Rejeição de cargas internas;	Desligamento de cargas perto da falta;
Falta típica industrial;	Desligamento abrupto do turbogerador	Perda de paralelismo; Sobrecarga dos geradores remanescentes; Colapso do sistema interno;	Afundamento de tensão na rede devido à perda de geração; Possível sobrecarga no alimentador de suprimento;

Fonte: De autoria própria

Os aspectos anteriormente descritos – notadamente a inversão de fluxo e a elevação crítica dos níveis de tensão – podem levar o sistema a um estado operacional limite, onde se faz necessária a intervenção direta por meio do corte de geração (ou curtailment) de energia. Este mecanismo consiste na redução forçada da geração injetada pela GD, executada pelos operadores do sistema elétrico como último recurso para preservar a segurança e a qualidade do fornecimento para a totalidade dos consumidores conectados ao alimentador.

O corte de geração evidencia um paradoxo da transição energética: a infraestrutura de distribuição, planejada para um fluxo unidirecional previsível, esgota sua capacidade de hospedagem, resultando no desperdício de energia renovável justamente no momento de sua maior disponibilidade.

No contexto regulatório brasileiro, tal medida, embora indesejável, encontra amparo legal na Resolução Normativa 1.030/2022 da ANEEL, sendo um instrumento que explicita os limites físicos da rede e a urgência de se desenvolverem soluções mais permanentes, como o reforço da infraestrutura, a integração de sistemas de armazenamento de energia e a gestão ativa da rede. O corte de geração por razões energéticas se aplica quando há impossibilidade de alocar a geração de energia aos consumidores, o que leva à necessidade de redução de produção. Nessa situação, os geradores não são ressarcidos (ANEEL, 2022).

A regulação do corte de geração no Brasil avança além do aspecto operacional, estabelecendo diretrizes para as compensações financeiras devidas aos geradores impactados. A ANEEL, em conjunto com o ONS, estrutura um marco regulatório que busca equilibrar dois objetivos primordiais: assegurar a confiabilidade do sistema elétrico nacional ante eventuais restrições técnicas e, de forma paralela, mitigar os prejuízos econômicos suportados pelos agentes de geração renovável submetidos a essas interrupções. Este duplo enfoque reflete a complexidade inerente à gestão de um parque gerador em crescente diversificação, no qual a segurança do sistema deve ser conciliada com a sustentabilidade financeira dos investimentos em fontes limpas.

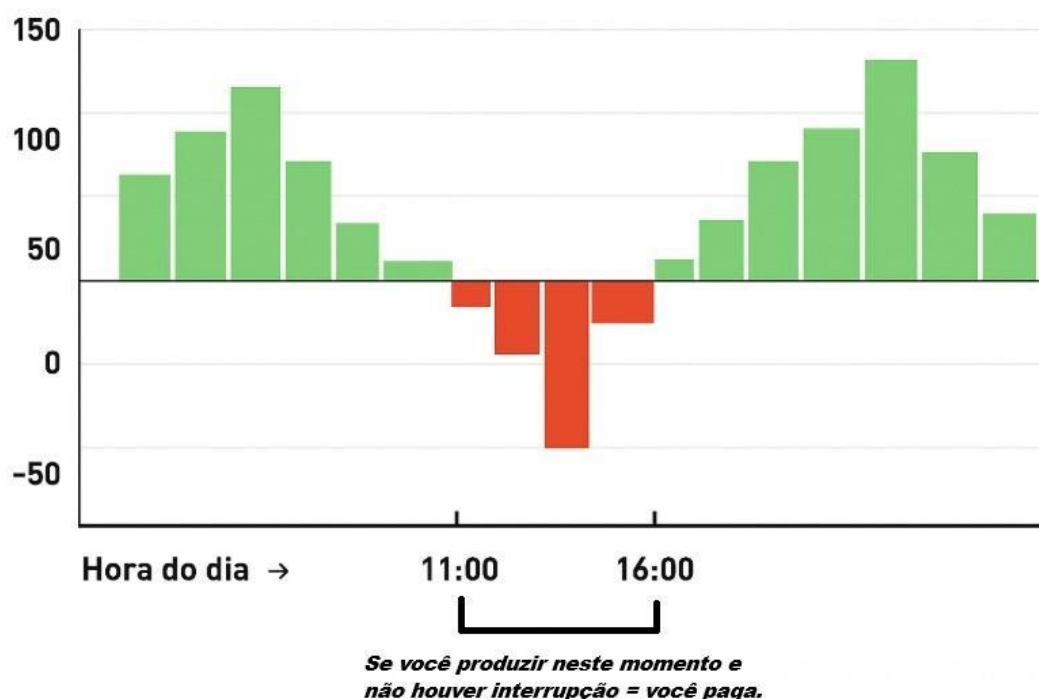
O panorama europeu atual também inspira cuidados, na medida em que as projeções apontam para um aumento significativo dos cortes de geração, consequência direta do contínuo crescimento dos investimentos em fontes renováveis. Essa expansão acentuada, por sua vez, impõe uma série de desafios adicionais ao setor elétrico, tais como: (i) a

complexidade do planejamento da expansão da rede e dos investimentos necessários; (ii) a redução da flexibilidade operacional, tanto do lado da oferta quanto da demanda; (iii) a geração de desequilíbrios nos modelos de mercado atuais; e (iv) a crescente demanda por inovações no âmbito regulatório.

Segundo o Castro e Santos (2025), a Alemanha mantém taxas de corte técnico de geração em torno de 4% desde 2015, um reflexo direto da disparidade geográfica entre a geração eólica no norte e os centros consumidores no sul. A lentidão nos investimentos da rede de transmissão Norte-Sul, previstos no planejamento decenal mas não implementados, perpetua a necessidade de descartes energéticos, especialmente durante períodos de congestionamento nas interligações com países vizinhos. Já a Irlanda apresenta situação ainda mais crítica, com índices que alcançaram 11,1% em 2020. Este cenário decorre da combinação de três fatores: alta penetração de fontes renováveis não-despacháveis, infraestrutura de transmissão e interconexões internacionais insuficientes, e capacidade de armazenamento energético limitada. De forma análoga à Alemanha, o Reino Unido enfrenta cortes significativos devido à concentração de sua geração eólica na Escócia (Norte) enquanto a demanda se concentra no Sudeste. Essa desconexão geográfica gera congestionamentos crônicos na rede, traduzindo-se em perdas recorrentes de energia eólica.

Em mercados de energia na Europa, preços negativos no EPEX (imposto sobre energia elétrica) se tornaram comuns, os preços são fixados um dia antes com base na oferta e demanda previstas. Quando há expectativa de excesso de geração renovável e baixo consumo, os preços podem ficar negativos, como pode ser observado na Figura 15. Nessa situação, os produtores são economicamente incentivados a reduzir voluntariamente sua geração (corte de geração) por meio de contratos dinâmicos. Do contrário, seriam obrigados a pagar para injetar energia na rede, tornando o corte de produção uma estratégia financeiramente racional para minimizar perdas.

Figura 15 – Custo durante períodos de preços negativos de energia



Fonte: Adaptado e traduzido de Peguero (2024)

Embora os arcabouços regulatórios atuais forneçam as bases para uma operação segura do sistema, persistem desafios estruturais significativos. O principal entrave reside na necessidade de adaptação e expansão acelerada da infraestrutura de transmissão e distribuição, cujo ritmo de investimentos não tem acompanhado a velocidade de expansão da geração renovável. Essa assincronia entre a conexão de novas usinas e o reforço da rede cria um cenário de restrições técnicas crônicas, onde o potencial pleno dos recursos energéticos renováveis não pode ser totalmente aproveitado, comprometendo a eficiência global do setor e a otimização dos custos para o consumidor final.

Desta forma, o corte de geração não é meramente um procedimento operacional, mas a manifestação mais clara dos desafios de se integrar uma geração descentralizada e intermitente a um sistema que ainda opera sob um paradigma centralizado.

Os requisitos técnicos para conexão da GD ao sistema elétrico consolidam-se, portanto, como um dos desafios centrais na governança do setor. Longe de serem meras formalidades,

eles funcionam como a interface crítica entre a política de incentivo às renováveis e a preservação da confiabilidade do sistema. O grande dilema regulatório reside em estabelecer normas que, por um lado, não criem barreiras excessivas ao desenvolvimento da GD e, por outro, imponham condições técnicas suficientes para prevenir os impactos negativos aqui detalhados – do fluxo reverso e da degradação da qualidade de energia até a necessidade extrema do corte de geração. A evolução desses requisitos, como a exigência progressiva de que as unidades geradoras forneçam serviços auxiliares à rede (como controle de tensão e suporte de frequência), é a fronteira regulatória que determinará se a GD será uma fonte de problemas operacionais ou um pilar de um sistema elétrico moderno, resiliente e verdadeiramente inteligente.

Com base na análise desenvolvida ao longo deste capítulo, evidencia-se que a integração da Geração Distribuída aos sistemas de distribuição transcende uma simples mudança na matriz energética, configurando uma profunda transformação técnica e operacional. Os impactos identificados – desde a alteração dos fluxos de potência e a degradação da qualidade de energia até os desafios na proteção do sistema e a necessidade eventual de corte de geração – demonstram a complexidade dessa transição. Contudo, estes mesmos desafios revelam oportunidades igualmente significativas. A superação dessas barreiras, através da evolução dos requisitos técnicos para conexão, do investimento em infraestrutura de rede inteligente e do desenvolvimento de modelos regulatórios inovadores, aponta para a consolidação da GD não como um problema operacional, mas como um pilar fundamental para a construção de um sistema elétrico mais resiliente, eficiente e descentralizado, capaz de sustentar a necessária transição energética em curso.

3. METODOLOGIA

Este capítulo descreve os procedimentos metodológicos adotados para a realização da pesquisa, detalhando as estratégias de investigação, as fontes de dados e os métodos de análise que permitirão atingir os objetivos delineados no capítulo anterior.

3.1. Delineamento da pesquisa

Considerando seus propósitos, esta pesquisa envolve pesquisa bibliográfica e caracteriza-se pelo caráter exploratório e explicativo. O aspecto exploratório justifica-se pela necessidade de mapear e sistematizar as distintas abordagens regulatórias e técnicas adotadas pelo Brasil e por exemplos da União Europeia para a integração da geração distribuída, organizando um campo de estudo em contínua evolução.

Paralelamente, o caráter explicativo manifesta-se na ambição de não apenas descrever, mas também compreender as relações de causalidade subjacentes aos diferentes arranjos institucionais e seus resultados, buscando elucidar como e por que determinadas estratégias produziram efeitos específicos em cada contexto analisado. A realização de pesquisas científicas pode ser motivada por diferentes fatores, por exemplo: divulgar uma solução encontrada para uma questão importante ou o estudo profundo de algum fenômeno (Booth; Colomb; Williams, 2008).

3.2. Método de trabalho

Para viabilizar a análise comparativa proposta, o desenvolvimento deste trabalho será estruturado em três eixos fundamentais que permitirão examinar de forma abrangente a integração da geração distribuída nos contextos brasileiro e europeu. Para tornar o estudo mais aplicável e focado, a análise do cenário europeu concentrar-se-á em casos paradigmáticos como Alemanha e Espanha, países que representam trajetórias distintas e bem-sucedidas de integração de GD. Esta divisão metodológica busca segmentar o objeto de estudo em dimensões complementares, garantindo uma abordagem sistemática e aprofundada das distintas estratégias adotadas nestes contextos.

O primeiro eixo dedicar-se-á a examinar comparativamente os modelos de incentivo e controle da geração distribuída adotados pelo Brasil e por países da União Europeia (citados no parágrafo anterior). A abordagem metodológica consistirá na análise sistemática de documentos normativos e políticas setoriais de cada região, com o objetivo de identificar os principais instrumentos utilizados para fomentar ou regular a expansão da GD. O estudo focará nas estruturas de incentivos financeiros, mecanismos de acesso à rede e condições de conexão estabelecidas em cada contexto, sem aprofundar-se na análise de legislações específicas. A comparação permitirá compreender as diferentes abordagens regulatórias e suas implicações para o desenvolvimento da geração distribuída em cada realidade analisada.

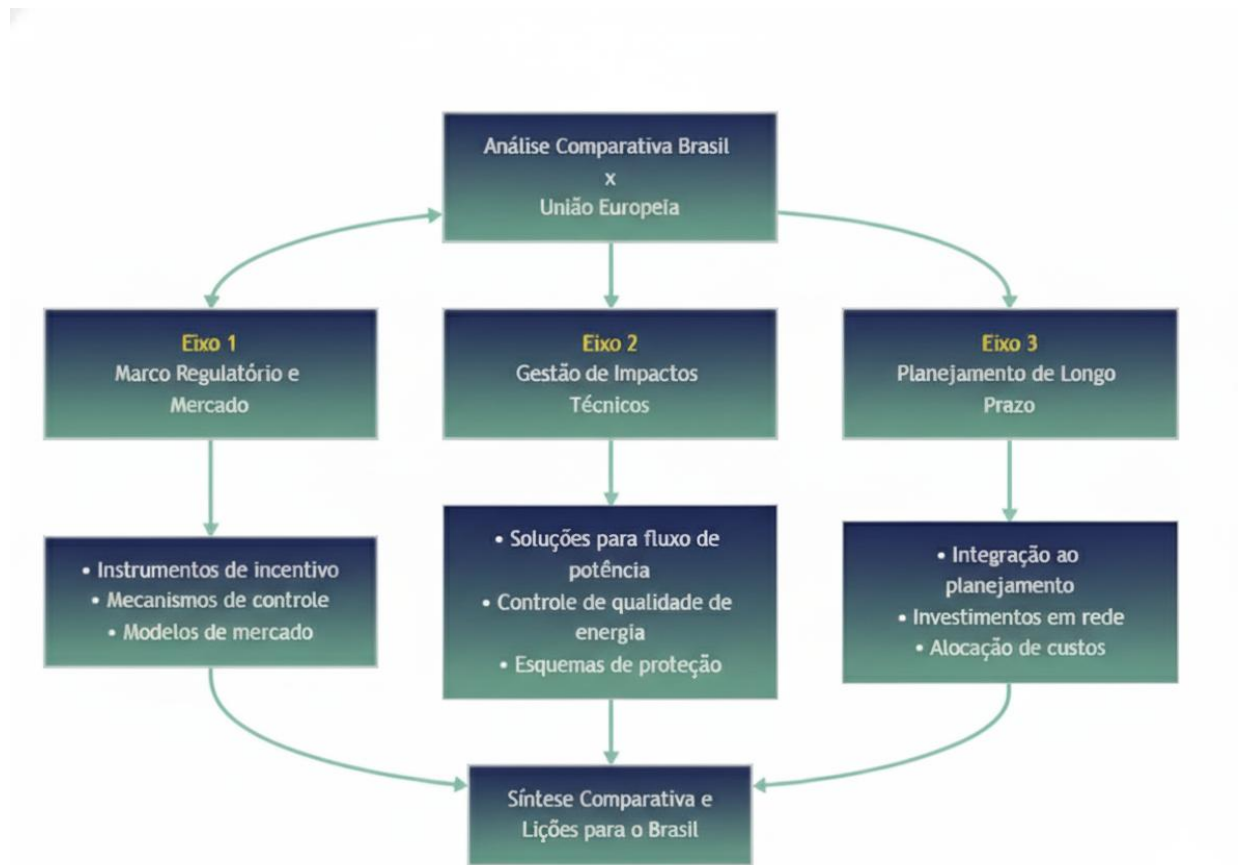
No segundo eixo do trabalho, examinam-se as estratégias e soluções operacionais implementadas para mitigar os efeitos da GD sobre a estabilidade e a qualidade dos sistemas elétricos. A investigação abordará especificamente as respostas técnicas desenvolvidas para desafios como alterações nos fluxos de potência, elevação de tensão, distorções harmônicas e adequação dos esquemas de proteção. O foco residirá em comparar as abordagens proativas de modernização de redes - como a adoção de inversores inteligentes e sistemas de monitoramento em tempo real - com medidas mais reativas de limitação operativa, avaliando sua eficácia na preservação da confiabilidade do sistema.

Já no terceiro eixo concentrar-se-á na análise da interação entre a expansão da geração distribuída e o planejamento da infraestrutura de transmissão e distribuição. A investigação examinará como os processos de planejamento energético de longo prazo incorporam as projeções de crescimento da GD em ambos os contextos, avaliando a coordenação temporal e espacial entre os investimentos em rede e a penetração de geradores distribuídos. Serão analisados os instrumentos de planejamento setorial, os critérios para expansão da infraestrutura e os mecanismos de alocação de custos, visando identificar como cada região equaciona os desafios de adequação da rede à crescente descentralização do sistema elétrico.

Com o propósito de apresentar de forma clara e organizada a trajetória metodológica desta pesquisa, a Figura 16 sintetiza visualmente o percurso investigativo planejado. Este instrumento serve como guia estruturado para o desenvolvimento do trabalho, delineando de

maneira sequencial as etapas que serão percorridas durante o processo de análise comparativa entre os sistemas brasileiro e europeu de geração distribuída.

Figura 16 – Roteiro metodológico da pesquisa



Fonte: De autoria própria

Esta conjugação de abordagens metodológicas, ao articular a exploração sistemática do fenômeno com a análise explicativa de suas relações causais, possibilita um aprofundamento qualificado do conhecimento sobre os modelos de integração da geração distribuída. Dessa forma, a pesquisa se posiciona para oferecer uma contribuição substantiva ao debate acadêmico e técnico acerca da governança de sistemas elétricos em transição, particularmente no que tange à formulação de arcabouços regulatórios e soluções de engenharia adaptadas às especificidades do contexto brasileiro.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O presente capítulo apresenta e discute os resultados obtidos a partir da análise comparativa entre os marcos regulatórios, as estratégias técnicas e os instrumentos de planejamento da Geração Distribuída (GD) nos contextos do Brasil, da Alemanha e da Espanha. Busca-se, com isso, sintetizar as evidências levantadas ao longo da pesquisa e interpretar seus significados sob a ótica da integração sustentável da GD aos sistemas elétricos. Os resultados são discutidos em três eixos complementares: (i) o panorama comparativo dos marcos regulatórios, que evidencia as diferenças e convergências institucionais entre os países analisados; (ii) a gestão técnica e operacional da integração da GD, que examina os impactos da geração descentralizada sobre a estabilidade e o controle da rede; e (iii) o planejamento e a expansão do sistema elétrico, que aborda as estratégias de longo prazo e o papel crescente do armazenamento e do mercado livre de energia na transição energética. A discussão dos resultados busca, portanto, articular os aspectos regulatórios, técnicos e econômicos identificados, de modo a propor interpretações críticas e recomendações aplicáveis ao fortalecimento da geração distribuída e à modernização do sistema elétrico brasileiro.

4.1. Panorama comparativo dos marcos regulatórios

A consolidação da Geração Distribuída (GD) em diferentes contextos nacionais está diretamente relacionada à existência de marcos regulatórios claros, previsíveis e tecnicamente adequados à realidade de cada sistema elétrico. A regulação define não apenas as condições de acesso e compensação da energia gerada, mas também o papel do consumidor, os mecanismos de incentivo e o equilíbrio econômico entre os agentes do setor. Nesse sentido, a presente seção analisa comparativamente os principais referenciais normativos aplicáveis à GD no Brasil, Alemanha e Espanha, identificando as abordagens adotadas por cada país quanto ao estímulo à geração descentralizada, à gestão dos custos de rede e à integração das fontes renováveis aos sistemas de distribuição. A partir dessa análise, busca-se compreender como as diferenças e semelhanças entre os marcos regulatórios refletem distintos estágios de maturidade institucional e tecnológica, e de que forma essas experiências internacionais podem orientar o aprimoramento do modelo brasileiro.

4.1.1 Resumo executivo dos marcos analisados

No Brasil, o marco legal da GD foi instituído pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, posteriormente aprimorada pela Lei nº 14.300/2022, que consolidou o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída. Essa legislação define os critérios de conexão, compensação de energia e responsabilidades entre consumidores e distribuidoras, estabelecendo uma estrutura de incentivo baseada no mecanismo de compensação de créditos de energia (Net Metering). A atualização legal trouxe avanços como a previsão de cobrança progressiva pelo uso da rede e a diferenciação entre microgeradores (até 75 kW) e minigeradores (até 5 MW, ou 3 MW para fonte hídrica), mas manteve a lógica central de estímulo via compensação energética.

Na Alemanha, a regulação da GD é regida principalmente pela Lei das Fontes de Energia Renováveis (EEG), vigente desde 2000 e continuamente atualizada. O objetivo desta política pública alemã é tornar a matriz elétrica alemã 80% limpa. O EEG impulsionou o desenvolvimento da geração distribuída a partir de mecanismos de Tarifas *Feed-in*, posteriormente substituídos por modelos de mercado e leilões competitivos, com prioridade de acesso à rede para fontes renováveis. Esse instrumento jurídico se tornou referência internacional ao assegurar previsibilidade e estabilidade para investidores e consumidores, incentivando o autoconsumo, os Power Purchase Agreements (PPAs) e a integração de comunidades energéticas.

No caso da Alemanha, o grau de engajamento da sociedade na Energiewende - o plano nacional de transição energética alemão - é bem intenso. Houve envolvimento de um conjunto amplo de stakeholders no processo de transformação da oferta de energia do país, em um ambiente de transparência e diálogo. A sociedade alemã participa diretamente do plano, principalmente através de fóruns de escuta para a ampliação da rede de transmissão do país. Além disso, a troca contínua de informações entre setores governamentais e com a sociedade cria, ao mesmo tempo, um elevado nível de transparência, contribuindo assim para uma maior aceitação da transição energética (FGV Energia, 2016).

Já na Espanha, a regulação evoluiu após um período de retração causado pelo chamado “*Impuesto al Sol*”. O Real Decreto 244/2019 instituiu um novo marco para o autoconsumo individual e coletivo, simplificando os processos de conexão e eliminando cobranças adicionais. O decreto reconheceu o autoconsumo compartilhado, permitindo que múltiplos

consumidores participem de uma mesma instalação fotovoltaica, consolidando o modelo de “prosumidor coletivo” e alinhando-se às diretrizes europeias.

No âmbito da União Europeia, as diretrizes de referência foram reforçadas pela versão consolidada em 16 de julho de 2024 da Directive (EU) 2018/2001 (RED II), que integra o Pacote Energia Limpa para Todos os Europeus. Essa atualização aprimora metas obrigatórias de participação das energias renováveis na matriz energética, redefine o papel das comunidades de energia renovável (Renewable Energy Communities – RECs) e reforça a prioridade de despacho e acesso à rede para fontes renováveis. A RED II (versão 2024) também introduz dispositivos que promovem mercados locais de energia, contratos *peer-to-peer* e participação ativa dos consumidores, consolidando o princípio do *prosumer empowerment* (empoderamento do prosumidor).

Em síntese, a Tabela 2 demonstra que, enquanto os marcos europeus da Alemanha e Espanha evoluíram para estruturas que promovem ativamente a integração mercadológica e o empoderamento coletivo dos cidadãos, o modelo brasileiro ainda transita de um estágio inicial de estímulo via compensação simplificada para uma fase mais madura, que busca equilibrar a expansão da GD com a sustentabilidade econômico-financeira do sistema. O grande diferencial observado nos casos da Alemanha e da Espanha reside na estabilidade regulatória de longo prazo e na priorização clara das fontes renováveis, elementos fundamentais para atrair investimentos e consolidar a GD como um pilar da transição energética. Para o Brasil, o desafio iminente será administrar essa transição de forma a não desestimular novos investimentos, ao mesmo tempo em que incorpora progressivamente mecanismos modernos, como as comunidades de energia, que potencializam o papel ativo do consumidor.

Tabela 2– Síntese comparativa dos marcos regulatórios da Geração Distribuída

Aspecto	Brasil	Alemanha	Espanha
Marco legal principal	Lei nº 14.300/2022 e REN 482/2012 (ANEEL)	<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz</i> – EEG 2023	Real Decreto 244/2019 e RD 15/2018
Modelo de incentivo	Compensação de créditos (<i>Net Metering</i>) com validade de 60 meses	Venda direta no mercado (<i>Feed-in Premium</i> / PPAs)	Autoconsumo com compensação simplificada
Critério de potência	Micro ≤ 75 kW / Mini ≤ 5 MW (3 MW hidro)	Instalações ≤ 100 kW isentas de leilão; acima $\rightarrow$ mercado regulado	Instalações ≤ 100 kW com trâmite simplificado

Aspecto	Brasil	Alemanha	Espanha
Custos de uso da rede	Cobrança progressiva até 2031 (Lei 14.300, art. 17)	Tarifa de rede $\approx 0,03$ €/kWh após fim da EEG-Umlage (2022)	Custos integrais; 25 % de desconto ≤ 15 kW
Prioridade de acesso	Não há prioridade nacional; depende da distribuidora local	Garantida por lei (EEG § 8) – prioridade para renováveis	Garantida pelo DR 244/2019 art. 14
Modalidades coletivas	Geração compartilhada, consórcios e autoconsumo remoto	Comunidades energéticas (<i>Renewable Energy Communities</i>)	Autoconsumo coletivo (até 500 m ou mesma subestação)
Regulação de corte de geração	REN 1.030/2022 – corte sem indenização por restrição técnica	Corte ≤ 5 % a.a. sem indenização (EEG § 14)	Corte com compensação pelo preço de mercado

Fonte: De autoria própria

4.1.2 Análise Comparativa: Pontos de Convergência e Divergência Regulatória

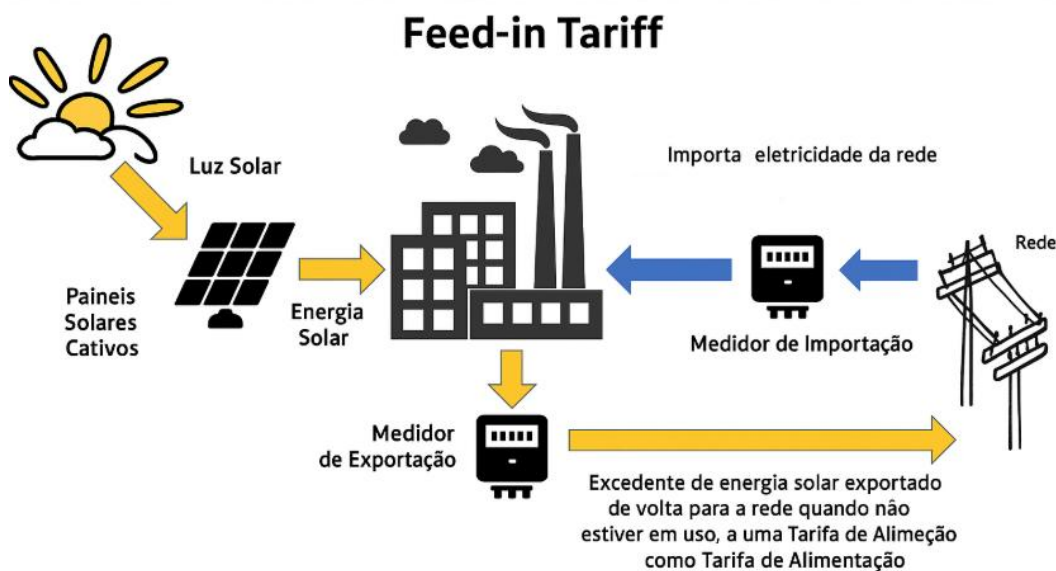
A partir do panorama apresentado na subseção anterior, observa-se que os marcos regulatórios da Geração Distribuída (GD) no Brasil, Alemanha e Espanha revelam padrões estratégicos distintos, que vão desde modelos baseados em compensação energética e estímulos diretos ao prosumidor até estruturas mais sofisticadas, orientadas por sinais de mercado e integração comunitária. A análise comparativa desses instrumentos permite identificar diferenças estruturais e filosóficas entre os contextos nacionais, bem como tendências de convergência que indicam uma evolução gradual rumo à descentralização inteligente e participativa da geração de energia.

A principal divergência entre os modelos está na filosofia de incentivo. O arcabouço brasileiro, estabelecido inicialmente pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL e consolidado pela Lei nº 14.300/2022, baseia-se no princípio do “direito de injetar e compensar”, característico do sistema de compensação de créditos de energia, conhecido como *Net Metering*. Esse modelo impulsionou o crescimento exponencial da GD no país, especialmente da microgeração fotovoltaica, ao permitir que consumidores residenciais e comerciais reduzissem sua fatura de energia com a energia excedente injetada na rede. Contudo, a simplicidade do sistema também gerou desafios de sustentabilidade econômica, pois parte dos custos de uso e manutenção da rede é diluída entre consumidores que não possuem geração própria, criando subsídios cruzados e distorções tarifárias. Além disso, o modelo não incorpora sinais tarifários

dinâmicos que reflitam o valor temporal da energia, o que limita sua eficiência econômica e operacional.

Nos modelos europeus, por outro lado, a filosofia de incentivo é orientada pela lógica de mercado. Na Alemanha, a política de Tarifas *Feed-in* (Figura 17) que vigorou por décadas foi gradualmente substituída pelos mecanismos de Feed-in Premium e contratos de compra direta de energia, os *Power Purchase Agreements* (PPAs). Essa transição marcou a passagem de um regime de incentivo fixo para um modelo competitivo e orientado pela oferta e demanda, reduzindo subsídios e fortalecendo a sustentabilidade econômica das fontes renováveis. Na Espanha, o Real Decreto 244/2019 estabeleceu o modelo de autoconsumo com compensação simplificada, no qual os excedentes são comercializados de forma proporcional à energia injetada, conciliando incentivo econômico com transparência regulatória. Enquanto o Brasil ainda mantém um modelo essencialmente compensatório, a Europa avança para uma estrutura de mercado em que a energia gerada é tratada como um bem transacionável, e não apenas compensável.

Figura 17 – Diagrama esquemático mostrando o mecanismo de Tarifa Feed-in



Fonte: Adaptado e traduzido de Khan (2020)

As diferenças também se manifestam na forma de gestão dos custos de uso da rede. No Brasil, a Lei nº 14.300/2022 instituiu um regime de transição que prevê a cobrança progressiva

sobre a energia compensada até 2031. Essa medida busca corrigir desequilíbrios tarifários, mas ainda carece de transparência plena na definição e repasse dos custos. Já na Europa, as tarifas de transporte e acesso são plenamente consolidadas e cobradas de forma uniforme, proporcionando previsibilidade e clareza aos agentes do setor. A Alemanha, por exemplo, extinguiu em 2022 a contribuição conhecida como EEG-Umlage, substituindo-a por uma estrutura tarifária mais transparente e menos onerosa, que reflete o uso efetivo da rede e os custos de operação do sistema. Essa diferença demonstra que a Europa já alcançou um estágio de maturidade regulatória em que os custos de rede são internalizados no modelo econômico, ao passo que o Brasil ainda caminha nesse processo.

Outro aspecto de divergência está na gestão do risco e da previsibilidade. As antigas Tarifas *Feed-in* européias garantiam estabilidade financeira de longo prazo, com contratos fixos de até vinte anos, reduzindo a exposição ao mercado e incentivando o investimento inicial. Entretanto, com o amadurecimento das fontes renováveis, esses incentivos foram substituídos por mecanismos mais competitivos, em que o gerador assume parte do risco de preço e demanda. No caso brasileiro, o modelo de compensação ainda oferece uma previsibilidade relativa, mas depende de revisões regulatórias e tarifárias periódicas, o que gera insegurança quanto à remuneração futura da energia injetada.

Apesar dessas divergências, há pontos de convergência notáveis entre os marcos regulatórios analisados. Todos os países avançaram significativamente na simplificação dos processos de conexão, sobretudo para pequenas instalações de até 75 ou 100 kW, demonstrando consenso quanto à necessidade de desburocratização para viabilizar a expansão da geração distribuída. Outro ponto comum é o reconhecimento formal do corte de geração. Embora represente um risco econômico ao reduzir a previsibilidade dos retornos e, em alguns casos, desestimular investimentos, sua inclusão nas normas reflete a consciência sobre os limites operacionais do sistema elétrico. A principal diferença está no tratamento dado à compensação: na Alemanha, conforme §§ 14 e 51 do EEG 2023, admite-se corte de até 5% sem indenização, com ressarcimento obrigatório acima desse limite; na Espanha, segundo o artigo 14 do Real Decreto 244/2019, complementado pelo RD 1183/2020, o gerador é compensado pelo preço médio de mercado em caso de interrupção; já no Brasil, a Resolução Normativa nº 1.030/2022 da ANEEL autoriza o corte técnico sem obrigação de indenização. Assim, embora o corte de

geração seja um mecanismo necessário à segurança operativa, a ausência de compensação no modelo brasileiro reduz sua atratividade regulatória frente aos referenciais europeus.

De modo geral, essas convergências e divergências revelam estágios distintos de amadurecimento entre os modelos analisados. A Europa já opera em um ambiente de integração mercadológica e social, no qual o prosumidor é um agente ativo e as comunidades energéticas representam um novo paradigma de gestão descentralizada. O Brasil, por sua vez, ainda consolida seu modelo de incentivo individual, buscando manter a atratividade econômica da GD ao mesmo tempo em que inicia um processo de adequação tarifária e técnica para garantir sua sustentabilidade. Enquanto os países europeus avançam em direção a mercados locais de energia e governança participativa, o Brasil caminha na direção de um modelo híbrido, que deverá equilibrar o estímulo econômico, a modernização das redes e a inclusão social como pilares de sua transição energética.

4.2. Gestão técnica e operacional da integração da GD

A inserção crescente da Geração Distribuída (GD) nos sistemas elétricos de potência tem modificado de forma significativa a dinâmica das redes de distribuição, exigindo novas abordagens de planejamento, operação e controle. Se, no capítulo anterior, verificou-se que o Brasil possui um marco regulatório em consolidação, com avanços normativos, mas ainda carente de integração efetiva ao planejamento energético, neste capítulo a análise se volta para os aspectos técnicos e operacionais que determinam a viabilidade prática dessa integração.

A gestão técnica e operacional da GD compreende o conjunto de ações, ferramentas e metodologias utilizadas pelas distribuidoras e operadores de rede para garantir que a geração descentralizada seja incorporada de forma segura, eficiente e compatível com os limites elétricos do sistema. Envolve o planejamento da rede, a avaliação da capacidade de hospedagem, o uso de tecnologias digitais para monitoramento e controle, e as estratégias voltadas à manutenção da estabilidade operativa e da qualidade da energia.

Este eixo do trabalho tem como objetivo comparar as abordagens adotadas por Brasil, Alemanha e Espanha na integração técnica da GD, destacando como cada país estrutura sua gestão operacional e quais soluções tecnológicas emprega para mitigar os impactos da geração distribuída nas redes de distribuição.

4.2.1 Estrutura de gestão técnica e planejamento operacional da GD

A estrutura de gestão técnica e o planejamento operacional da Geração Distribuída (GD) definem como os sistemas elétricos integram, supervisionam e controlam as unidades geradoras conectadas às redes de distribuição. Essa gestão envolve a coordenação entre agentes reguladores, distribuidoras e operadores do sistema, garantindo que a energia proveniente de fontes descentralizadas seja incorporada de forma segura, sem comprometer a estabilidade da rede e a qualidade do fornecimento.

Nos países europeus, especialmente na Alemanha e na Espanha, a integração da GD é realizada de maneira planejada e coordenada com as metas de transição energética. A gestão técnica está vinculada aos Planos Nacionais de Energia e Clima (NECPs), que estabelecem diretrizes de expansão renovável associadas à capacidade real das redes. Esses países possuem sistemas de monitoramento contínuo da rede de distribuição, ferramentas de modelagem digital e indicadores públicos de capacidade de hospedagem, permitindo o controle antecipado de fluxos, tensões e níveis de carregamento. Assim, a gestão técnica europeia é essencialmente proativa e digitalizada, baseando-se na previsão de geração, na automação de campo e na comunicação integrada entre os agentes do sistema elétrico.

Desde 2005, o arcabouço normativo da União Europeia já estabelecia diretrizes para a modernização tecnológica do setor elétrico, com o Parlamento Europeu emitindo diversas diretivas vinculantes que orientam os Estados-Membros na adoção de inovações setoriais. Nesse contexto, países como Alemanha e Espanha emergem como líderes na execução de projetos demonstrativos e na implantação efetiva de redes inteligentes (*smart grids*). Essa trajetória resulta de uma articulação tripartite entre governos nacionais, concessionárias de energia e fornecedores de tecnologia, que atuam de forma coordenada no desenvolvimento de infraestruturas elétricas mais digitalizadas, resilientes e preparadas para integrar fontes renováveis distribuídas.

No Brasil, embora a expansão da GD tenha ocorrido de forma acelerada, o modelo de gestão ainda apresenta caráter predominantemente reativo, com foco em resolver problemas operacionais após sua ocorrência. As distribuidoras utilizam plataformas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) e, em alguns casos, sistemas ADMS (*Advanced Distribution Management Systems*), o que permite certo grau de supervisão e automação. No entanto, essas

ferramentas ainda operam de forma segmentada e pouco integrada à gestão da GD, sem padronização nacional nem comunicação direta com os sistemas de planejamento e compensação de energia.

Atualmente, o grande foco de redes inteligentes brasileiras está voltado ao desenvolvimento de projetos pilotos em municípios específicos, conhecidos como *smart cities* (cidades inteligentes). Esses projetos, apoiados por programas da ANEEL, buscam avaliar o desempenho de tecnologias de automação, medição inteligente e controle bidirecional em ambiente real. A Figura 18 mostra, no mapa brasileiro, os principais projetos-piloto em execução até o momento.

Figura 18 – Principais projetos piloto de *smart cities* no Brasil



Fonte: Lamin (2013)

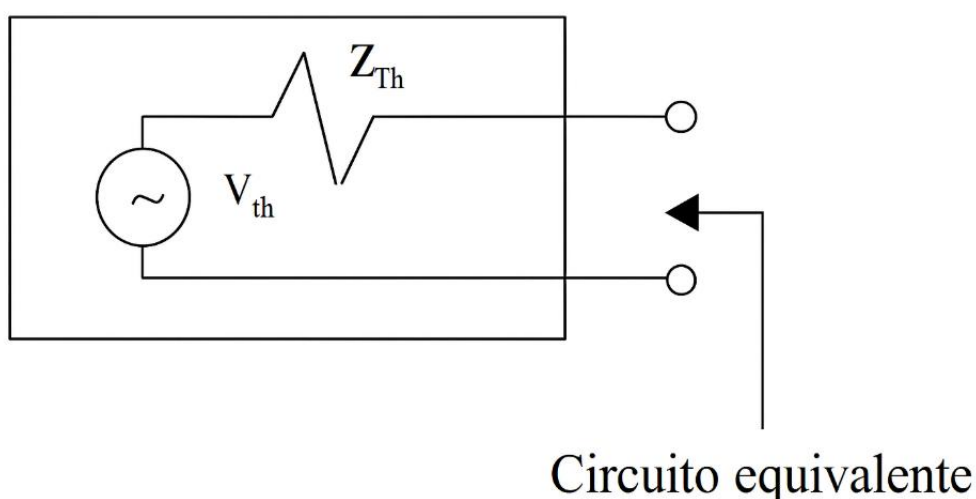
O planejamento técnico-operacional da GD apresenta abordagens distintas entre os países analisados. Na Alemanha e na Espanha, a integração da geração distribuída ocorre de forma articulada com os planos nacionais de energia e clima, incorporando estudos detalhados de capacidade da rede, controle de fluxo e estabilidade de tensão. Esses países utilizam modelos digitais de simulação e ferramentas de gestão preditiva, o que permite antecipar a necessidade de reforços e otimizar a inserção de novas unidades geradoras.

A principal diferença entre os modelos reside na integração entre planejamento, regulação e operação. Enquanto os países europeus adotam uma gestão técnica coordenada, baseada em dados e automação, o Brasil ainda avança de forma fragmentada, com iniciativas isoladas de digitalização e menor articulação entre distribuidoras. O aprimoramento dessa estrutura requer a ampliação do uso de ferramentas digitais interoperáveis, a padronização de critérios técnicos para conexão de GD e a inclusão da geração distribuída nos planos de expansão e modernização da rede.

4.2.2 Capacidade de hospedagem e limites operacionais das redes

A integração crescente da Geração Distribuída (GD) nas redes de distribuição tem ampliado os desafios relacionados à segurança operativa e à estabilidade elétrica dos sistemas. Em termos técnicos, a capacidade de hospedagem representa o limite até o qual é possível inserir novas unidades geradoras sem comprometer a qualidade da tensão, a coordenação e seletividade da proteção e a integridade dos equipamentos. Esse parâmetro é diretamente influenciado pela robustez elétrica da rede, que, por sua vez, é avaliada por meio da capacidade de curto-circuito (SCC) ou da impedância equivalente de Thévenin (Z_{in}), cujo esquema de representação pode ser observado na Figura 19.

Figura 19 – Representação esquemática do circuito equivalente de Thévenin



Fonte: De autoria própria

O comportamento da rede frente a uma falta pode ser representado de forma simplificada pelo teorema de Thévenin, que expressa o sistema elétrico como uma fonte de

tensão equivalente em série com uma impedância interna vista a partir de um ponto de conexão.

$$I_f = \frac{V_{th}}{Z_{th}} \quad (1)$$

No domínio por unidade (p.u.), considerando a tensão unitária e $SCC = I_f$ tem-se:

$$Z_{th} = \frac{1}{SCC} \quad (2)$$

Essa expressão revela a relação inversa entre a impedância equivalente e a potência de curto-circuito (SCC): quanto maior a SCC, menor a impedância do sistema e, portanto, maior a sua corrente de falta e capacidade para sustentar a tensão diante de perturbações.

A crescente inserção da Geração Distribuída (GD) nas redes de distribuição tem exigido uma revisão profunda das práticas de planejamento e operação do sistema elétrico. A capacidade de hospedagem define o limite máximo de potência de Geração Distribuída que pode ser conectada a um alimentador sem comprometer os parâmetros de qualidade e segurança do sistema, justamente pelo fato de as redes de distribuição foram originalmente projetadas para operação radial unidirecional.

Nos sistemas elétricos europeus, a capacidade de hospedagem é um elemento central do planejamento de redes. Na Alemanha, por exemplo, as concessionárias de distribuição utilizam modelos digitais detalhados dos alimentadores para simular diferentes níveis de penetração de geração distribuída e determinar os limites de potência em que começam a ocorrer violações de tensão, inversões de fluxo ou sobrecargas. Esses estudos são periodicamente revisados pela Bundesnetzagentur, que define diretrizes técnicas de conexão e publica relatórios anuais de capacidade regional, permitindo uma visão transparente do grau de saturação das redes e orientando os investimentos em reforços ou flexibilizações operativas.

Na Espanha, o método de avaliação segue princípios semelhantes, mas com forte ênfase na transparência e participação pública. O Ministério para a Transição Ecológica e o Reto Demográfico (MITECO), em parceria com a Red Eléctrica de España (REE), mantém um

sistema nacional de mapas de capacidade de rede que indica, para cada ponto de conexão, a potência máxima de geração distribuída que pode ser inserida sem comprometer a estabilidade local. Esses mapas são elaborados com base em dados de medição em tempo real e simulações dinâmicas de carga, o que permite antecipar situações de sobrecarga e planejar ações preventivas, como o redirecionamento de fluxos ou a ativação de mecanismos de controle reativo. Trata-se de um modelo maduro de gestão da capacidade de hospedagem, apoiado em tecnologias de medição avançada, redes inteligentes e integração com sistemas de controle preditivo.

No Brasil, o estudo da capacidade de hospedagem vem sendo desenvolvido por meio de iniciativas da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A EPE, em parceria com distribuidoras como Copel, Energisa e Cemig, realiza estudos técnicos para avaliar os limites de integração da GD com base em critérios de tensão, perdas e fluxo reverso de potência.

A comparação entre os contextos europeu e brasileiro mostra que o principal diferencial não está na existência das ferramentas de controle, mas na forma como elas são implementadas e integradas à operação do sistema.

Na Alemanha e na Espanha, o monitoramento é contínuo e associado a plataformas automatizadas de controle de rede, permitindo o ajuste dinâmico de potência ativa e reativa e o emprego de estratégias preventivas de corte de geração, acionadas antes que os limites técnicos sejam ultrapassados.

No Brasil, embora também haja previsão para o corte temporário de geração — regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022, que autoriza o corte de geração por motivos de segurança, manutenção ou restrição de rede —, a aplicação ainda ocorre de forma reativa, em resposta a eventos de sobrecarga ou violação de tensão, e não como parte de um sistema automatizado de controle contínuo.

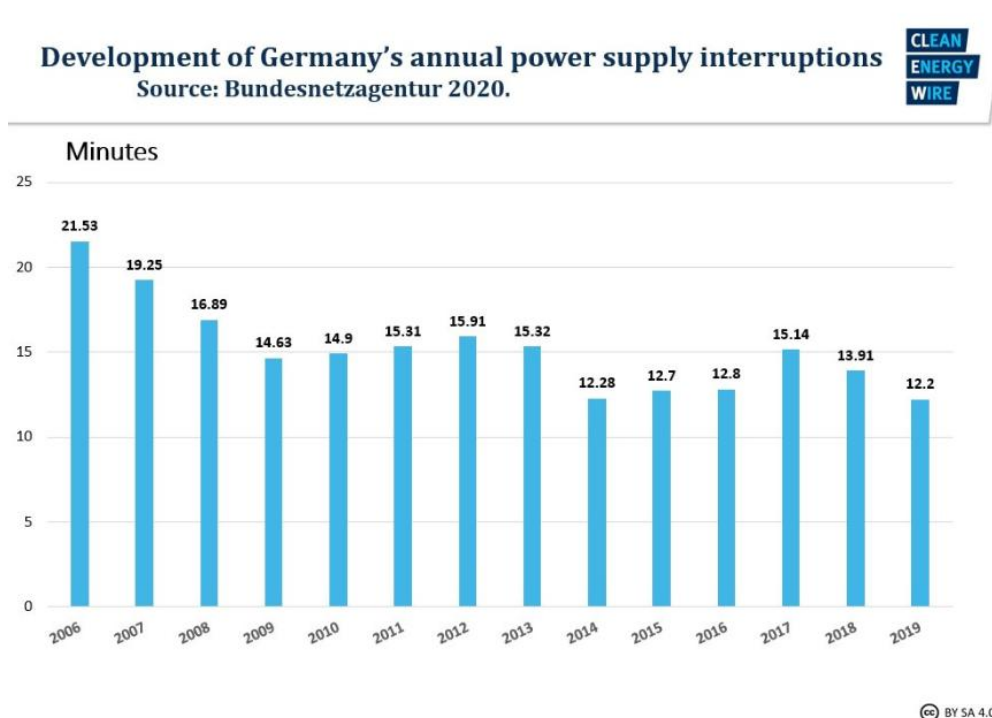
Essa distinção evidencia que o país possui os instrumentos normativos necessários, mas ainda precisa avançar na integração operacional e tecnológica das distribuidoras para que essas práticas sejam aplicadas de modo coordenado, preventivo e digitalizado, nos moldes já consolidados nos sistemas europeus.

4.2.3 Gestão de operação das redes elétricas

Nos sistemas elétricos modernos, a segurança operativa depende cada vez mais da capacidade de antecipar, detectar e mitigar desequilíbrios na rede em tempo real. Essa transição de uma operação corretiva para uma gestão preventiva e automatizada é o eixo central das práticas europeias de controle de rede.

A Alemanha, referência nesse campo, opera um dos sistemas elétricos mais estáveis do mundo mesmo com elevada penetração de geração distribuída intermitente. De acordo com a Bundesnetzagentur citada pela Clean Energy Wire (2021), o tempo médio de interrupção por consumidor foi de apenas 12,2 minutos em 2019 — desempenho sustentado por uma infraestrutura de monitoramento digital que integra os níveis de transmissão e distribuição, como mostrado na Figura 20.

Figura 20 – Interrupções anuais no fornecimento de energia elétrica da Alemanha



Fonte: Amelang; Appunn; Eriksen (2021)

O país adota sistemas SCADA e ADMS em todas as distribuidoras regionais, permitindo supervisão contínua da tensão, frequência e fluxo de potência. Essa arquitetura é

complementada pelo uso de inversores inteligentes, capazes de fornecer controle dinâmico de potência reativa e participar da regulação de frequência, atuando como microcontroladores de estabilidade local.

Outro pilar da segurança operativa europeia é a automação distribuída. O modelo alemão baseia-se em protocolos de comunicação padronizados (IEC 61850), que permitem coordenação entre relés, medidores e inversores em tempo real. Essa interoperabilidade reduz tempos de resposta durante contingências e assegura seletividade protecional mesmo em condições de fluxo reverso de corrente — condição comum em redes com alta penetração de GD. Paralelamente, o país mantém programas obrigatórios de teste de conformidade para sistemas de proteção e inversores conectados à rede, supervisionados pelo *Verband der Elektrotechnik* (VDE), garantindo uniformidade técnica e confiabilidade operacional. Essas medidas criam um ecossistema digital que integra geração distribuída, controle de rede e segurança sistêmica.

O controle da qualidade da energia também é parte essencial dessa segurança. As redes alemãs operam em conformidade com a norma EN 50160, que define limites rigorosos para variações de tensão e distorções harmônicas, monitoradas em tempo real pelos sistemas de medição inteligentes (Smart Meters). Essa abordagem permite identificar desvios ainda em estágios iniciais e corrigi-los automaticamente, seja por ajuste de potência reativa, seja por redistribuição de carga entre circuitos. No Brasil, embora a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 estabeleça parâmetros de qualidade de energia, o monitoramento ainda é predominantemente amostral e reativo (ANEEL, 2021). A adoção de medição contínua e integração de dados em plataformas de supervisão avançada representa uma das oportunidades mais imediatas para aprimorar a segurança operativa nacional.

A Espanha segue uma estratégia complementar baseada na coordenação regional da rede. A *Red Eléctrica de España* (REE) e o *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico* (MITECO) operam um sistema nacional de monitoramento que integra dados de tensão, carga e fluxo de energia em todas as regiões do país. Essa abordagem permite controle em tempo real de condições críticas e gestão coordenada da geração distribuída. Além disso, o país mantém o Mapa de Capacidade de Rede, uma ferramenta pública que identifica, para cada zona de distribuição, os limites técnicos de conexão e as áreas de saturação da infraestrutura

elétrica. Essa transparência operacional facilita o planejamento preventivo e reduz riscos de sobrecarga. A política espanhola de segurança operativa também inclui o uso de sistemas de controle descentralizado — não no nível de equipamentos, mas de centros de despacho regionais, que coordenam a atuação das distribuidoras e reforçam a confiabilidade do fornecimento.

A integração da Geração Distribuída (GD) no Brasil ainda enfrenta barreiras operacionais relacionadas ao compartilhamento de informações entre as distribuidoras e o Operador Nacional do Sistema (ONS). Embora existam bases públicas, como o Painel de Micro e Minigeração da EPE e o Portal de Dados Abertos do ONS, os dados disponibilizados são agregados e não possuem granularidade ou atualização suficientes para fins operacionais. Essa limitação dificulta a visibilidade do ONS sobre o comportamento elétrico das redes de distribuição, comprometendo o planejamento e o controle em tempo real das injeções de potência distribuída (ONS, 2024).

Segundo o próprio ONS, a ausência de padronização e de interfaces digitais com as concessionárias reduz a capacidade de prever fluxos reversos e coordenar medidas preventivas de segurança. Superar essa lacuna exige integração de dados operacionais e padronização de telemetria entre ONS e distribuidoras, seguindo boas práticas já aplicadas em sistemas europeus.

A análise comparativa evidencia que a segurança operativa da geração distribuída depende menos da quantidade de recursos instalados e mais da integração e transparência dos sistemas de controle. A Alemanha e a Espanha demonstram que a confiabilidade pode ser mantida mesmo em contextos de alta descentralização, desde que haja coordenação entre operadores, digitalização da rede e padronização na troca de dados. No Brasil, embora os avanços regulatórios sejam expressivos, a ausência de um fluxo consistente de informações entre as distribuidoras e o ONS limita a capacidade de previsão e resposta diante de eventos operacionais. Essa lacuna informacional, somada à baixa automação das redes de baixa tensão, restringe o controle em tempo real e compromete a eficiência da operação integrada.

Assim, fortalecer a comunicação técnica entre os agentes do sistema elétrico, ampliar a visibilidade operacional da geração distribuída e incorporar plataformas digitais de supervisão coordenada são passos essenciais para que o país alcance um patamar de segurança operativa

compatível com o avanço da transição energética e com as boas práticas já consolidadas no cenário europeu.

4.3. Planejamento e expansão do sistema elétrico

A transição energética não é apenas uma mudança tecnológica, mas também uma profunda transformação econômica e de mercado. Enquanto a Europa avança na criação de mecanismos que valorizam a flexibilidade e a descentralização, o Brasil ainda navega entre o modelo tradicional de contratação regulada e a expansão incipiente do mercado livre, buscando formas de incorporar o armazenamento e a geração distribuída como ativos valorizados pelo sistema.

O planejamento dos sistemas elétricos tornou-se o principal instrumento de coordenação entre políticas públicas, investimentos em infraestrutura e estratégias de transição energética. A integração de fontes renováveis, a descentralização da geração e a digitalização das redes exigem que o planejamento incorpore variáveis de mercado e inovações tecnológicas, antecipando as mudanças estruturais que redefinem o setor elétrico. Tanto no Brasil quanto na Europa, a expansão futura da geração distribuída (GD) e das fontes renováveis dependerá de como cada país equilibra segurança de suprimento, flexibilidade de rede e eficiência econômica no horizonte de médio e longo prazo.

Na União Europeia, o planejamento de longo prazo é orientado pelos *National Energy and Climate Plans* (NECPs), que vinculam metas de descarbonização, expansão da rede e segurança de suprimento até 2050. A Alemanha, por meio do *Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045* (BMWK, 2024), prevê a ampliação de mais de 14 GW de capacidade de transmissão e a integração de cerca de 10 GW de armazenamento em baterias até 2030, consolidando o papel do armazenamento como recurso sistêmico e de mercado. Esses dispositivos são utilizados para suavizar a intermitência das fontes renováveis e participam de mercados de flexibilidade e serviços ancilares. Na Espanha, o *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima* (PNIEC) 2023–2030 projeta mais de 19 GW de armazenamento e 50 GW de geração solar fotovoltaica até o final da década, com forte ênfase em autoconsumo coletivo e participação das comunidades energéticas no planejamento e na operação das redes (MITECO, 2023). Ambos os países tratam o armazenamento como componente estruturante da expansão do sistema elétrico, integrando-o aos mecanismos de despacho e aos mercados de capacidade.

Do ponto de vista global, o mercado de geração distribuída confirma essa tendência de crescimento e transformação. Segundo a Precedence Research (2024), o mercado global de geração distribuída foi estimado em 290,1 bilhões de dólares em 2025 e deve alcançar 874,53 bilhões de dólares até 2034, com uma taxa média de crescimento anual de 13,07% no período (Figura 21). Esse movimento demonstra que a transição energética deixou de ser apenas um processo técnico-regulatório e se tornou também um fenômeno econômico e mercadológico de escala global, impulsionando investimentos em infraestrutura, redes inteligentes e armazenamento em larga escala. Nesse cenário, o Brasil precisa alinhar seu planejamento à dinâmica internacional, incorporando elementos de mercado, inovação e flexibilidade à sua estratégia de longo prazo.

Figura 21 – Tamanho do Mercado de Geração Distribuída de 2024 a 2034



Fonte: Precedence (2025)

Do ponto de vista de mercado, o Brasil vive um processo de transição híbrido: o mercado livre (ACL) está em expansão, com abertura gradual prevista até 2028 (MME, 2025), mas o sistema ainda depende de preços regulados e leilões para garantir segurança de oferta. Isso cria uma dualidade entre um planejamento estatal rígido e um mercado em rápida liberalização, exigindo mecanismos de coordenação que ainda não estão plenamente desenvolvidos.

Enquanto isso, países europeus tratam o planejamento como um processo participativo, onde o mercado fornece sinais de preço e de investimento que retroalimentam os modelos de expansão.

Em meio às problemáticas envolvidas acerca da implantação de centrais geradoras, o armazenamento de energia emerge como elemento estratégico de sustentação da transição energética, atuando como interface entre a geração descentralizada e a operação centralizada da rede.

Do ponto de vista técnico, os sistemas de armazenamento — especialmente as baterias estacionárias — permitem absorver os excedentes instantâneos de produção das unidades fotovoltaicas e devolver essa energia à rede nos momentos de maior demanda, reduzindo sobrecargas, variações de tensão e a necessidade de corte de geração. Além disso, o armazenamento amplia a capacidade de hospedagem da GD, melhora a qualidade da energia e contribui para o desempenho dinâmico do sistema ao fornecer serviços de controle de frequência e potência reativa. Em países como a Alemanha e a Espanha, essa função já é reconhecida no planejamento elétrico, onde o armazenamento é tratado como recurso de rede, integrado aos algoritmos de despacho e aos mercados de flexibilidade. No Brasil, essa integração ainda é incipiente, mas torna-se cada vez mais indispensável diante do rápido crescimento da geração distribuída (principalmente a fotovoltaica) e das limitações físicas das redes de baixa tensão.

Apesar do avanço conceitual e da crescente inclusão do armazenamento nos planos de expansão energética, sua implementação em larga escala ainda enfrenta obstáculos significativos nos países em desenvolvimento, como o Brasil, e até mesmo em economias mais maduras. O principal desafio continua sendo o custo elevado das tecnologias de armazenamento, sobretudo das baterias de íons de lítio, que, embora apresentem redução gradual de preços, ainda competem em desvantagem frente a soluções convencionais de geração ou reforço de rede. Na Alemanha e na Espanha, políticas públicas de incentivo e mecanismos de mercado — como os leilões de capacidade e serviços ancilares — têm permitido internalizar parte desses custos, tornando o armazenamento uma alternativa economicamente viável para suportar a flexibilidade e a confiabilidade da rede. No Brasil, contudo, a ausência de um marco regulatório específico e de mecanismos de remuneração pelo serviço prestado impede que o armazenamento se torne competitivo ou integrado ao planejamento setorial.

Outro desafio relevante é de natureza operacional e sistêmica. A incorporação de sistemas de armazenamento exige um redesenho profundo das estratégias de despacho energético, controle da rede e estrutura tarifária, de modo que esses sistemas possam atuar como recursos de rede e não apenas como unidades isoladas de geração ou consumo. Países europeus, por exemplo, já adotam modelos de despacho coordenado que integram o armazenamento aos algoritmos de controle em tempo real, permitindo sua atuação automática na regulação de frequência e na compensação de variações de geração solar e eólica. No Brasil, essa coordenação ainda é incipiente e fragmentada entre agentes, o que limita a previsibilidade e a resposta rápida do sistema em momentos de estresse operacional.

Assim, embora exista um consenso técnico sobre o papel estratégico do armazenamento como elemento de flexibilidade e estabilidade em sistemas elétricos descentralizados, a trajetória de implementação prática ainda é desigual.

Conforme destaca Accon (2025), o segmento de micro e minigeração distribuída (MMGD) no Brasil, embora já tenha atingido aproximadamente 43 GW de capacidade instalada e cerca de sete milhões de unidades consumidoras, enfrenta um conjunto de desafios regulatórios e jurídicos que podem comprometer sua expansão sustentável. Apesar da consolidação da Lei 14.300/2022 como marco da geração distribuída, ainda persistem incertezas quanto à aplicação de mecanismos de corte físico ou contábil da geração (corte de geração) — formalizados pelo Ofício nº 553/2025-GDG/ANEEL ao Operador Nacional do Sistema (ONS) —, além de potenciais impactos da reforma tributária e da abertura total do mercado livre de energia (ACL) sobre a viabilidade econômica de novos projetos. O autor ressalta que a próxima fase do setor exigirá análises de risco mais refinadas e estratégias de investimento mais complexas, diante de um ambiente de maior competição e menor previsibilidade regulatória. Essa perspectiva reforça a importância de que o planejamento energético de longo prazo incorpore, além da expansão física da rede, instrumentos jurídicos e de mercado que assegurem segurança operacional e estabilidade de retorno aos investidores, de modo a consolidar a geração distribuída como componente permanente e previsível da matriz elétrica nacional.

A experiência europeia oferece lições valiosas para o fortalecimento do planejamento e da expansão do sistema elétrico brasileiro. Tanto a Alemanha quanto a Espanha demonstram que a transição energética bem-sucedida depende menos de metas quantitativas e mais da criação

de mecanismos institucionais e operacionais que integrem planejamento, mercado e rede elétrica.

O primeiro aprendizado é a integração do planejamento com o mercado de flexibilidade, em que o armazenamento e a geração distribuída são tratados como recursos do sistema e não como exceções à operação. Essa lógica, consolidada na Europa por meio de planos nacionais integrados de energia e clima (NECPs), permite que os investimentos privados e públicos sejam orientados por sinais técnicos e econômicos coerentes, reduzindo custos sistêmicos e ampliando a confiabilidade. Outro aspecto fundamental é a coordenação digital entre agentes: na Alemanha, os operadores regionais e o operador nacional de rede compartilham dados em tempo real, o que permite ajustes automáticos de despacho e planejamento dinâmico de capacidade — uma prática que o Brasil deve adaptar à relação entre o ONS e as distribuidoras. Por fim, a Espanha se destaca pela transparência e previsibilidade regulatória, exemplificada pelo Mapa de Capacidade de Rede e pelos planos plurianuais de modernização da infraestrutura de distribuição.

Portanto, a principal lição que o Brasil pode extrair da experiência europeia não é a de simplesmente copiar modelos, mas a de operacionalizar a visão estratégica. Trata-se de transformar o planejamento, hoje essencialmente técnico e físico, em uma ferramenta dinâmica de gestão de mercado, onde sinais de preço remuneram a flexibilidade, a digitalização permite o controle em tempo real dos ativos distribuídos, e a transparência de dados orienta os investimentos de forma eficiente.

O desafio final não é de escassez de recursos ou de planejamento, mas de coordenação institucional e coragem regulatória para criar os mecanismos que permitirão à vasta geração descentralizada e ao armazenamento brasileiros cumprir, de fato, seu papel como pilares de um sistema elétrico moderno, seguro e verdadeiramente sustentável.

4.4. Perspectivas futuras

As perspectivas futuras da geração distribuída no Brasil apontam para uma fase de consolidação e transformação estrutural do setor elétrico. O país já alcançou avanços no campo regulatório e técnico, mas o próximo passo será integrar a geração distribuída, o armazenamento de energia e as redes inteligentes em um modelo coordenado e economicamente sustentável. A

tendência global, observada especialmente na Alemanha e na Espanha, indica que o sucesso da transição energética dependerá da capacidade de planejar sistemas flexíveis, descentralizados e digitalizados, em que os consumidores assumam papel ativo na gestão e no equilíbrio da rede.

Para o Brasil, isso significa fortalecer a integração entre planejamento e mercado, ampliar a transparência das informações operacionais e criar mecanismos de remuneração pela flexibilidade oferecida pelos agentes distribuídos. O amadurecimento institucional e o avanço tecnológico devem caminhar lado a lado, permitindo que o país evolua de um modelo reativo para um sistema elétrico preditivo, colaborativo e orientado por dados, capaz de sustentar a expansão das fontes renováveis e garantir segurança energética em um cenário de crescente complexidade e descentralização.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho teve como objetivo geral analisar comparativamente os marcos regulatórios, as estratégias técnicas e as práticas de planejamento da Geração Distribuída (GD) nos contextos do Brasil, Alemanha e Espanha, a fim de identificar os principais desafios e oportunidades para o aprimoramento do sistema elétrico brasileiro no contexto da transição energética.

A partir da estrutura em três eixos de análise — regulatório, técnico-operacional e de planejamento de longo prazo —, foi possível desenvolver uma visão sistêmica sobre como diferentes países vêm tratando a expansão da GD e sua integração às redes elétricas. No Eixo 1, a análise dos marcos regulatórios evidenciou que o Brasil possui uma legislação consolidada e transparente, especialmente com a Lei nº 14.300/2022, mas que ainda carece de instrumentos que permitam a remuneração pela flexibilidade e a plena integração com o mercado de energia. Em contrapartida, Alemanha e Espanha demonstram maturidade institucional ao tratarem a GD e o armazenamento como recursos sistêmicos, com políticas orientadas à previsibilidade, à digitalização e à participação ativa dos consumidores e comunidades energéticas.

No Eixo 2, voltado à gestão técnica e operacional, observou-se que a inserção crescente da GD traz implicações diretas sobre a capacidade de hospedagem das redes, o controle de tensão e o fluxo de potência, exigindo o uso de tecnologias de monitoramento, automação e proteção adaptativa. A experiência europeia demonstra que sistemas com alta digitalização e coordenação entre operadores regionais e nacionais mantêm elevados índices de confiabilidade, mesmo com forte penetração de renováveis. No Brasil, embora existam iniciativas de modernização e projetos-piloto de redes inteligentes, ainda é necessário ampliar o compartilhamento de dados entre distribuidoras e o Operador Nacional do Sistema (ONS), de modo a permitir uma operação mais previsível e coordenada.

O Eixo 3, referente ao planejamento e à expansão do sistema elétrico, destacou a importância de incorporar a GD, o armazenamento e o mercado livre de energia como elementos estruturantes do planejamento de longo prazo. Na Europa, instrumentos como o Netzentwicklungsplan (Alemanha) e o PNIEC (Espanha) mostram como políticas integradas de descarbonização, flexibilidade e digitalização podem garantir segurança de suprimento e

eficiência econômica. No Brasil, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) apresenta avanços significativos em termos de previsibilidade técnica, mas ainda carece de mecanismos que traduzam as demandas de flexibilidade e descentralização em políticas operacionais e tarifárias concretas.

As principais lições que o Brasil pode extrair das experiências europeias concentram-se na necessidade de integrar regulação, operação e mercado, reconhecendo a GD e o armazenamento como recursos ativos do sistema; promover digitalização e transparência de dados operacionais, facilitando a gestão técnica e o planejamento dinâmico; criar mercados de flexibilidade e de serviços ancilares, capazes de remunerar adequadamente a resposta rápida e o armazenamento; e fortalecer a coordenação institucional entre ONS, distribuidoras e agências reguladoras, promovendo uma governança integrada da transição energética.

Do ponto de vista da Engenharia Elétrica, o trabalho contribui ao unir os campos técnico e regulatório, oferecendo uma visão interdisciplinar sobre a integração da GD e seus impactos no desempenho e na estabilidade dos sistemas elétricos. A análise do comportamento das redes diante da inserção massiva de geração distribuída, associada às lições de engenharia de sistemas europeias, reforça a importância de soluções técnicas como redes inteligentes, controle avançado de potência e dispositivos de armazenamento como pilares de uma rede mais resiliente e eficiente.

Como perspectivas para trabalhos futuros, recomenda-se o aprofundamento em modelagens quantitativas de fluxo de potência e corte de geração, bem como a simulação do impacto da GD e do armazenamento sobre a estabilidade dinâmica de redes de distribuição. Além disso, estudos sobre o potencial do hidrogênio verde como vetor de flexibilidade, a análise de modelos de taxaço e tarifação para redes inteligentes e a avaliação de novos arranjos de comunidades energéticas podem complementar os achados deste trabalho e apoiar o avanço da pesquisa aplicada em Engenharia Elétrica.

Em síntese, conclui-se que o Brasil reúne condições técnicas, regulatórias e institucionais para avançar de forma consistente na integração da geração distribuída e do armazenamento de energia. O desafio está em converter seu planejamento tradicional em um sistema adaptativo, inteligente e orientado por dados, capaz de equilibrar segurança operativa, sustentabilidade e eficiência econômica. O alinhamento entre política energética, inovação tecnológica e gestão

técnica será determinante para consolidar um modelo elétrico brasileiro moderno, resiliente e sustentável, em sintonia com as transformações globais da transição energética.

6. REFERÊNCIAS

2W ECOBANK. Tudo o que você precisa saber o Sistema Interligado Nacional. Blog do 2W Ecobank, 2025. Disponível em: <https://2wecobank.com.br/descubra-o-que-e-sistema-interligado-nacional-sin/>. Acesso em: 25 ago. 2025.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: A definition. *Electric Power Systems Research*, [s. l.], v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8). Acesso em: 12 set. 2025.

ALFONSO, Taís Oliveira da Silva. Análise Sistêmica do Impacto da Geração Distribuída no Sistema de Distribuição de Energia. Universidade Federal do Rio Grande Do Sul, Escola de Engenharia, Programa De Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Porto Alegre, 2021. Disponível em: <https://energiasrora.ima.com.br/wp-content/uploads/2022/04/001125930-1.pdf>. Acesso em: 17 out. 2025.

ALVES, Bruno Cleyton Frutuoso; CAMARA, Ayrton Almeida; SILVA, Jonas Cleiton da; DUARTE, Luciano de Souza. Impactos da Geração Distribuída na Rede de Distribuição: Uma análise sobre o consumo e o fluxo de potência em áreas urbanas e rurais. Trabalho de conclusão do curso de Engenharia Elétrica, Universidade Potiguar, junho, 2025. Disponível em: <https://repositorio-api.animaeducacao.com.br/server/api/core/bitstreams/edd6c985-f4f0-4035-be38-71175864fcac/content>. Acesso em: 29 out. 2025.

AMELANG, Sören; APPUNN, Kerstine; ERIKSEN, Freja. *Germany's electricity grid stable amid energy transition*. *Clean Energy Wire, Factsheet*, may, 2021. Disponível em: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-electricity-grid-stable-amid-energy-transition>. Acesso em: 10 nov. 2025.

ANEEL. Resolução Normativa nº 1.030, de 2022. Regulamenta o curtailment no sistema elétrico brasileiro. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221030.pdf>. Acesso em: 29 out. 2025.

ANEEL. Resolução Normativa n. 687, de 24 de Novembro de 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 06 set. 2025.

ANEEL. Nota Técnica nº 0043/2010–SRD/ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, 08 de setembro, 2010. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=34163&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 17 ago. 2025.

ANEEL. Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Brasília - DF, 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em: 22 out. 2025.

BENEDITO, Ricardo da Silva. Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-12082010-142848/>. Acesso em: 27 ago. 2025.

BOOTH, W. C.; COLOMB, G. G.; WILLIAMS, J. M. *The craft of research*. Chicago. [S. l.]: USA: University of Chicago Press, 2008. Disponível em: <https://www2.fct.unesp.br/docentes/carto/enner/PPGCC/Redacao/livros/Book%20-%20The%20Craft%20of%20Research.pdf>. Acesso em: 18 set. 2025.

BUENO, J. A matriz energética brasileira: situação atual e perspectivas. Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Energia, Indústrias e Serviços do Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <https://ebape.fgv.br/noticias/secretario-de-energia-do-estado-do-rio-fala-sobre-matriz-energetica-na-fgvebape>. Acesso em: 24 set. 2025.

CASTRO, Nivalde de; DANTAS, Guilherme. Experiências Internacionais em Geração Distribuída: Motivações, Impactos e Ajustes. Livro, Publit, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: https://www.ie.ufrj.br/images/IE/livros/livro_experiencias_internacionais_em_gd.pdf. Acesso em: 20 out. 2025.

CASTRO, Nivalde de; SANTOS, Vitor. O desafio dos *curtailments* na União Europeia. UFRJ, Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL), Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2025/09/Gesel-Broadcast-Curtailment-na-Uniao-Europeia.pdf>. Acesso em: 04 nov. 2025.

CONNOLLY, D.; LUND, H.; MATHIESEN, B. V. *Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, [s. l.], v. 60, p. 1634–1653, 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032116002331>. Acesso em: 14 out. 2025.

EEA. Situação atual: A energia está na base das ambições da Europa em matéria de clima. European Environment Agency, 2023. Disponível em: <https://www.eea.europa.eu/pt/sinais-da-aea/sinais-2022/artigos/situacao-atual-a-energia-esta>. Acesso em: 20 ago. 2025.

ELETRICAPARAconcursos. Distúrbios da Energia Elétrica. Site Elétrica para concursos, qualidade de energia elétrica, 2016. Disponível em: <https://eletricaparaconcursos.wordpress.com/2016/03/02/disturbios-da-energia-eletrica/>. Acesso em: 05 out. 2025.

EPE. Plano Nacional de Energia 2030. Ministério de Minas e Energia. Brasília, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites->

pt/publicacoes-dados-

abertos/publicacoes/Documents/Relat%C3%B3rio%20final%20PNE%202030.pdf. Acesso em: 22 ago. 2025.

EPE. BEM Interativo. Empresa de Pesquisa Energética – EPE, 2025a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/bem-interativo>. Acesso em: 15 ago. 2025.

EPE. Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída. Empresa de Pesquisa Energética – EPE, 2025b. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>. Acesso em: 17 set. 2025.

ESPAÑA. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2019. Disponível em: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>. Acesso em: 25 mar. 2025.

FGV ENERGIA. Un Análisis Comparativo de la Transición Energética en América Latina y Europa. FGV ENERGIA, FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS, 2016. Disponível em: <https://repositorio.fgv.br/server/api/core/bitstreams/a76f8de6-b370-4b0d-94b9-7dff4d0874fe/content>. Acesso em: 23 out. 2025.

GEBRAN, Amaury Pessoa. Manutenção e operação de equipamentos de subestações. Porto Alegre: Bookman, 2014. Disponível em: <https://www.studocu.com/pt-br/document/universidade-sao-francisco/maquinas-e-acionamentos-eletricos/manutencao-e-operacao-de-equipamentos-de-subestacoes/84793635>. Acesso em: 09 set. 2025.

IEA. Germany's Special Climate and Transformation Fund & Renewable Energy Sources Act (EEG). International Energy Agency - IEA, Berlin, 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/policies/18254-germanys-special-climate-and-transformation-fund-renewable-energy-sources-act-eeeg>. Acesso em: 22 out. 2025.

KHAN, Hashir. *Feed In Tariff: A Simple Mechanism to Promote Adoption of Renewable Energy*. Sustent Consulting, October 14, 2020. Disponível em: <https://sustent.in/blog/feed-in->

[tariff-a-simple-mechanism-to-promote-adoption-of-renewable-energy/](#). Acesso em: 22 out. 2025.

LAMIN, Hugo. Análise de Impacto Regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE. TD-076/13, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2013. Disponível em: <https://repositorio.aneel.gov.br/acervo/detalhe/149226?guid=1721606405974&returnUrl=%2Fresultado%2Flistar%3Fguid%3D1721606405974%26quantidadePaginas%3D1%26codigoRegistro%3D149226%23149226&i=1>. Acesso em: 18 out. 2025.

LOUTAN, Clyde. Briefing on the duck curve and current system conditions. Market Surveillance Committee Meeting, General Session, July 15, 2015. Disponível em: https://www.caiso.com/documents/briefing_duckcurve_currentsystemconditions-isopresentation-july2015.pdf

MATSCHOSS, Patrick; BAYER, Benjamin; MARIAN, Adela; THOMAS, Heiko. *Die Integration dezentraler erneuerbarer Energien in deutsche Verteilnetze: Review der Regulierung und Ergebnisse exemplarischer Interviews. IASS Working Paper*, Juli, 2017. Disponível em: <https://www.rifs-potsdam.de/en/output/publications/2017/die-integration-dezentraler-erneuerbarer-energien-deutsche-verteilnetze>. Acesso em: 04 out. 2025.

MELO, Igor Delgado de. Fluxo de potência: teoria e implementação de códigos computacionais. Editora Edgard Blucher, São Paulo, 2023. Disponível em: https://storage.blucher.com.br/book/pdf_preview/PDF_fluxo.pdf. Acesso em: 12 set. 2025.

MOLINA, Pilar Sánchez. Spain's new rules for self-consumption come into force. PV Magazine, abril, 2019. Disponível em: <https://www.pv-magazine.com/2019/04/08/spains-new-rules-for-self-consumption-come-into-force/>. Acesso em: 13 set. 2025.

OLADE. Curso de la Generación Distribuida. SABA System. ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA (OLADE), 2011. Disponível em: <http://www.olade.org>. Acesso em 15 out. 25.

ONS. Relatório 1C – Integração ONS-DSO e Desafios da Operação com Geração Distribuída. Operador Nacional do Sistema, Rio de Janeiro, 2024.

PEGUERO, Karina Rosario. *What is curtailment?*. Withthegrid, blog, Energy concepts, 2024. Disponível em: <https://withthegrid.com/what-is-curtailment/>. Acesso em: 12 out. 2025.

PRECEDENCE. Distributed Generation Market Size and Forecast 2025 to 2034. Precedence Research, Energy and Power, Distributed Generation Market, 2025. Disponível em: <https://www.precedenceresearch.com/distributed-generation-market>. Acesso em 01 nov. 2025.

REEVISA. Tudo o que você precisa saber sobre *Net Metering*. Site Reevisa, 2021. Disponível em: <https://reevisa.com.br/post/o-que-saber-sobre-net-metering/>. Acesso em: 19 set. 2025.

REN21. Renewables 2019 Global Status Report. [S. l.: s. n.], 2019. Disponível em: <https://www.ren21.net/gsr-2019/>. Acesso em: 10 set. 2025.

REN21. Renewables 2020 Global Status Report. [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em: <https://www.ren21.net/gsr-2020/>. Acesso em: 10 set. 2025.

RITCHIE, Hannah; ROSER, Max; ROSADO, Pablo. *Renewable Energy*. Published online at OurWorldinData.org, 2020. Disponível em: <https://ourworldindata.org/renewable-energy>. Acesso em: 25 ago. 2025.