



NOTA TÉCNICA

ROADMAP TECNOLÓGICO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

*Perspectivas regulatórias para a
geração e armazenamento
distribuídos*



NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SEE/013/2024

■ Colaboradores EPE

Coordenação Geral

Thiago Ivanoski Teixeira

Coordenação Executiva

Carla da Costa Lopes Achão

Gustavo Naciff de Andrade

Coordenação Técnica

Luciano Basto Oliveira

Equipe Técnica

Arthur Mendonça Quinhones Siqueira

Caroline Chantre Ramos

Gabriel Konzen

■ Colaboradores Itaipu Parquetec

Coordenação Geral

Daniel Cantane

Coordenação Executiva

Dan Yushin Miyaji

Coordenação Técnica

Dan Yushin Miyaji

Bolsistas

Roberto Asano

Jeydson Lopes



epe

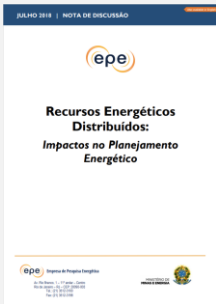


VALOR PÚBLICO

OS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS REPRESENTAM UMA MUDANÇA DE PARADIGMA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (SEB). INTEGRÁ-LOS AO PLANEJAMENTO DECENAL E DE LONGO PRAZO É ESSENCIAL PARA ORIENTAR POLÍTICAS PÚBLICAS, NOVOS INVESTIMENTOS E A OPERAÇÃO DO SEB. NESSE SENTIDO, DESTACA-SE O PAPEL DA REGULAÇÃO E DO DESENHO DE MERCADO NÃO APENAS NA VELOCIDADE DA DIFUSÃO DESTES RECURSOS, MAS TAMBÉM EM COMO OS AGENTES DO SEB, DO CONSUMIDOR FINAL AO OPERADOR DO SISTEMA, SERÃO IMPACTADOS POR ESTA MUDANÇA DE PARADIGMA.

A EPE VEM ANALISANDO O TEMA SISTEMATICAMENTE NO ÂMBITO DO PLANEJAMENTO DECENAL (PDE) E DE LONGO PRAZO (PNE) E, EM COMPLEMENTO, AS ANÁLISES APRESENTADAS NESTE CADERNO AJUDAM A REDUZIR A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÃO ENTRE OS AGENTES, FORNECENDO SUBSÍDIOS PARA UMA MELHOR TOMADA DE DECISÃO POR PARTE DE ENTIDADES PÚBLICAS E PRIVADAS.

PUBLICAÇÕES ANTERIORES SOBRE O TEMA

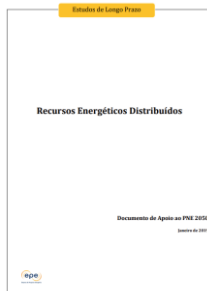


Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético
(Publicado em 2018)

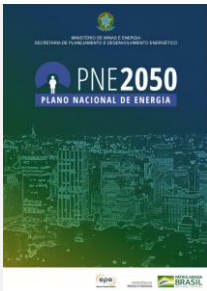
A Nota de Discussão apresenta uma visão sobre alguns dos elementos mais fundamentais para que os RED possam se desenvolver de forma sustentável, eficiente, sem produzir grandes distorções no funcionamento do mercado de energia elétrica brasileiro.

Recursos Energéticos Distribuídos
(Publicado em 2019)

Publicado como documento de apoio ao PNE 2050, o documento busca avaliar qual o tratamento metodológico dado pela EPE atualmente no campo dos RED, quais as experiências internacionais, e quais as recomendações de aperfeiçoamento.



Recursos Energéticos Distribuídos
(Publicado em 2019)



Plano Nacional de Energia 2050
(Publicado em 2020)

O planejamento energético de longo prazo possui uma análise da descentralização como questão transversal no horizonte 2050 e um capítulo específico para os RED, considerando os desafios e recomendações sob a ótica do planejamento.

Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor
(Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034, publicado em junho de 2024)

No planejamento decenal, a EPE publica o caderno de MMGD e baterias com análises do contexto nacional e internacional, projeções no horizonte analisado e viabilidade em aplicações selecionadas.



PDE 2034
Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034

Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor
Junho 2024

**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo
Arthur Cerqueira Valério

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e
Ambientais**

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

**Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e
Biocombustíveis**

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

■ Sumário

1. INTRODUÇÃO	9
2. METODOLOGIA	10
3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	14
4. HISTÓRICO NACIONAL	21
4.1. Geração Distribuída	22
4.2. Armazenamento Distribuído	45
4.3. Temas correlatos e transversais	55
5. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL.....	66
5.1. Política de incentivo aos RED	66
5.2. Desenho de mercado	77
5.3. Estrutura tarifária	80
5.4. Regulação econômica da distribuição	82
5.5. Operação do sistema e regulação técnica.....	85
5.6. Temas correlatos e transversais	89
5.6.1. Medição Inteligente.....	89
5.6.2. Acesso e gerenciamento de dados	90
5.6.3. Microrredes, usinas virtuais e comunidades energéticas	91
5.6.4. Sandboxes regulatórios	94
6. PROPOSTAS REGULATÓRIAS MAPEADAS	94
6.1. Desenho de mercado	95
6.2. Tarifas	97
6.3. Operação do sistema.....	100
6.4. Regulação econômica da distribuição	101
6.5. Digitalização do sistema de distribuição	103
6.6. Novas atividades e modelos de negócio	105
7. O ROADMAP REGULATÓRIO	106
8. CONSIDERAÇÕES FINAIS	108
9. REFERÊNCIAS.....	109

■ Lista de Figuras

Figura 2.1. Resumo das etapas realizadas na construção do <i>Roadmap</i> Regulatório.....	11
Figura 3.1. Aumento da complexidade dos sistemas elétricos associado à difusão de RED	15
Figura 3.2. A evolução do sistema de distribuição frente a difusão de RED	16
Figura 3.3. Estágios de atuação da distribuidora com o aumento da penetração de RED	16
Figura 3.4. Modelos de cooperação entre operador da transmissão (TSO) e da distribuição (DSO).....	19
Figura 3.5. Elementos promotores da inserção eficiente de RED	20
Figura 4.1. Panorama da GD em 2009, mundo (em GW).....	23
Figura 4.2. Tarifa final do consumidor residencial com impostos, Maio/2011.....	26
Figura 4.3. Número de conexões de MMGD acumulado (2012-2015)	27
Figura 4.4. Conexões de MMGD por fonte (2012-2015).....	27
Figura 4.5. Projeções e valores realizados da quantidade de unidades consumidoras que possuem MMGD (a) e da potência instalada (b).....	30
Figura 4.6. Alternativas de compensação da MMGD segundo componentes tarifárias	32
Figura 4.7. Custos e benefícios da GD sob a ótica dos consumidores	32
Figura 4.8. Análise da evolução do payback para GD local (a) e remota (b), para as alternativas 0 a 5	34
Figura 4.9. Evolução estimada da GD local e remota com a revisão da norma	35
Figura 4.10. Fluxo de processo para solicitação de enquadramento de minigeração ao REIDI.....	44
Figura 4.11. Usina fotovoltaica flutuante Araucária, no reservatório Billings	45
Figura 4.12. Diagrama das causas e consequências do problema regulatório	48
Figura 4.13. Custos de capital de sistemas de armazenamento por capacidade de potência máxima (€/kW)	51
Figura 4.14. Impacto das economias de escala nos sistemas de armazenamento.....	51
Figura 4.15. Efeito tributário sobre o preço de um sistema de baterias de lítio importado (exemplo com base R\$ 100)	54
Figura 4.16. Da economia verde à modernização de tarifas.....	57
Figura 4.17. Proposta de roadmap de modernização tarifária	58
Figura 5.1. Capacidade instalada de solar fotovoltaica (a) e de sistemas maiores do que 500 Kw (b), em MW e participação	68
Figura 5.2. Capacidade instalada de sistemas de armazenamento na Alemanha (2014-2024).....	69
Figura 5.3. Impacto do Superbonus no número de sistemas de armazenamento instalados na Itália (2019-2022)	70
Figura 5.4. Capacidade instalada de GD até 1 MW, 2014-2024 (em MW)	72
Figura 5.5. Evolução da capacidade instalada (em MW) de sistemas de armazenamento distribuído na Califórnia	72
Figura 5.6. Projetos de RED em Nova Iorque (número e capacidade instalada) até 2024	73
Figura 5.7. Remuneração da GD no NEM e no VDER	74
Figura 5.8. Capacidade instalada acumulada de GD no Chile, em MW, até agosto de 2024	75

Figura 5.9. Capacidade instalada acumulada de geração solar fotovoltaica (em MW) na Austrália.....	76
Figura 5.10. Impacto da revisão da tarifa <i>feed-in</i> na adoção de GD residencial em Southeast Queensland	77
Figura 5.11. Funcionamento do agregador	78
Figura 5.12. Participação das tecnologias no FCAS no segundo trimestre de 2024	79
Figura 5.13. A evolução da remuneração da distribuidora no modelo DSP	85
Figura 5.14. Exemplo da plataforma Piclo na visão do consumidor	88
Figura 5.15. Potência contratada e valor por tipo de tecnologia.....	88
Figura 5.16. Participação de agregadores e infraestrutura de TIC com a difusão de RED	92
Figura 5.17. Avanço de Usinas Virtuais e da Capacidade Instalada de Energias Renováveis na Alemanha.....	93

■ Lista de Quadros

Quadro 2.1. O Roadmap de RED da Austrália Ocidental.....	12
Quadro 3.1. Modelos intermediários ou híbridos de atuação das distribuidoras	17
Quadro 4.1. Síntese da proposta de evolução da regra de compensação da GD, segundo gatilhos de potência	36
Quadro 4.2. Principais temas considerados na minuta de resolução	38
Quadro 4.3. Roadmap regulatório para temas de armazenamento.....	46
Quadro 4.4. Estrutura de serviços e remunerações vigentes no caso brasileiro.....	49
Quadro 4.5. Principais aplicações de recursos de armazenamento no setor elétrico... ..	52
Quadro 4.6. Itens da agenda regulatória ANEEL (2024-2025)	62
Quadro 5.1. Resumo das políticas de incentivo à GD nos casos selecionados	67
Quadro 5.2. Exemplos de políticas de incentivo a GD em diferentes estados australianos	76
Quadro 5.3. O papel dos agregadores na integração dos RED	77
Quadro 5.4. Resumo dos componentes tarifários nos casos selecionados	80
Quadro 5.5. Princípios tarifários e base normativa nacional da estrutura tarifária	81
Quadro 5.6. Resumo da experiência internacional relativa à receita regulatória das distribuidoras de eletricidade.....	83
Quadro 5.7. Exemplos de iniciativas de coordenação TSO-DSO na experiência internacional.....	86
Quadro 5.8. O surgimento de mercados locais de flexibilidade: o caso do Piclo Flex... ..	87
Quadro 5.9. Exemplos de movimentos associados ao compartilhamento de dados	90

■ Lista de Tabelas

Tabela 4.1. Resultados da 1ª fase do Proinfa, e valor econômico por fonte (2004).....	24
Tabela 4.2. Resultados das chamadas públicas para GD (2006-2010).....	25
Tabela 4.3. VPL (em milhões) e quantidade estimada de GD em diferentes cenários ..	33
Tabela 4.4. Regra de transição estabelecida no Art. 27 da Lei 14.300	43
Tabela 4.5. Quantidade geral das contribuições recebidas na CP nº 03/2024	60
Tabela 5.1. Resultados dos leilões de solar fotovoltaica na Alemanha	67

1. INTRODUÇÃO

Os recursos energéticos distribuídos (RED) podem ser definidos como tecnologias de geração, armazenamento de energia elétrica e redução do consumo localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (EPE, 2020). Nesta classificação, dois recursos se destacam: a geração e o armazenamento distribuídos (GD e AD, respectivamente).

Consideradas tecnologias disruptivas, os RED apresentam potencial de transformar profundamente o sistema elétrico, que tradicionalmente contou com recursos de grande porte e operados de forma centralizada. Nesse contexto, a difusão destes recursos, parte de um processo mais amplo de descentralização do setor elétrico, exige não apenas uma análise da dimensão tecnológica – abordada no primeiro caderno deste *roadmap*, mas também de desenhos de mercado e novos negócios (EPE, 2020).

Estas três dimensões e, em síntese, a própria difusão e inserção dos RED no setor energético, são parcialmente condicionadas pela evolução e adaptação dos arcabouços legais e regulatórios. Assim, o presente relatório apresenta uma revisão dos aspectos regulatórios associados aos RED no setor elétrico, que inclui uma breve contextualização da literatura acerca da evolução dos mercados de energia para integração dos RED, o histórico nacional relativo à difusão da GD e AD nos últimos 20 anos e uma seleção de *insights* obtidos a partir da análise de casos selecionados na experiência internacional.

Estes elementos, em conjunto, compõem um *roadmap* que tem como objetivo estabelecer uma visão ampla sobre as tendências legais e regulatórias para o Brasil no horizonte até 2055 e indicar ações de curto, médio e longo prazo associadas. O *roadmap* regulatório de RED é resultado de um ano de discussões em projeto desenvolvido no âmbito do acordo de cooperação entre a EPE e o Itaipu Parquetec.

Com este documento, a EPE e o Itaipu Parquetec pretendem contribuir para as discussões acerca das implicações da crescente inserção de RED e quais adaptações são necessárias ao planejamento, aos modelos de mercado e arcabouços normativo-regulatórios atualmente vigentes, de modo a potencializar e otimizar os benefícios sistêmicos da disrupção associada aos RED, conforme apontado pela EPE (2018).

2. METODOLOGIA

O projeto “**Roadmap Tecnológico de Recursos Energéticos Distribuídos**” tem como objetivo geral estudar as inovações e tendências tecnológicas aplicadas ao mercado de energia no tema dos RED. Foram definidos, ainda, os seguintes objetivos específicos:

- a. Mapear cenários de geração distribuída de energia elétrica a partir de diferentes fontes renováveis de energia e de AD, estimando o tamanho do mercado futuro desses RED no horizonte 2030 e 2050;
- b. Apresentar tendências tecnológicas para esse mercado, incluindo estimativas de custo (instalação e infraestrutura); e
- c. Estudar os aspectos legais e regulatórios para os RED dentro de mercado de energia nacional para o horizonte de 2030 e 2050.

Considerando estes objetivos, o projeto contou com três momentos de análise ao longo de seu desenvolvimento, além da sistematização apresentada no presente documento e a documentação dos aprimoramentos no Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD):

- i. *Tendências tecnológicas e curvas de custo até 2050 para Geração e Armazenamento Distribuídos*, focado nos aspectos tecnológicos e de custos (tópicos a. e b.), considerando uma sistematização de tecnologias, tendências e projeções de difusão e custos de GD e AD;
- ii. *Histórico legal e regulatório dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED) no Brasil*, detalhando a trajetória brasileira em torno da GD e AD, a partir da análise dos processos regulatórios na ANEEL, levantando também tendências em temas recentes e propostas e sugestões regulatórias já apresentadas em discussões de processos públicos da Agência; e
- iii. *Revisão da Experiência Internacional relativa aos Recursos Energéticos Distribuídos (RED)*, em que se levanta uma breve revisão da literatura acerca de mudanças regulatórias associadas aos RED, bem como o estado da arte da experiência internacional acerca da política de incentivo aos RED, regulação técnica e econômica da distribuição, desenho de mercado e tarifas, além das principais tendências recentes nestes mercados.

A partir destas análises, procedeu-se à construção do *roadmap*, conforme apresentado na Figura 2.1.

Figura 2.1. Resumo das etapas realizadas na construção do *Roadmap* Regulatório



A partir da identificação de lacunas presentes na discussão regulatória sobre o armazenamento (sobretudo em aplicações distribuídas) no Brasil, foram realizadas entrevistas entre março e abril de 2024 com empreendedores e *stakeholders* interessados no tema, com o objetivo de obter a percepção destes agentes sobre a difusão de sistemas de armazenamento de energia distribuídos no setor elétrico brasileiro, considerando aspectos técnicos, econômicos e legais-regulatórios. As entrevistas foram divididas em três blocos: (i) identificação do participante e histórico de atuação no tema; (ii) análise das perspectivas futuras, considerando tecnologias-chave, aplicações, custos e desafios; e (iii) regulação e políticas públicas. Em complemento às conversas com agentes, as equipes estiveram em diferentes eventos setoriais coletando a percepção dos agentes a partir das apresentações em palestras e conversas com os *stakeholders*.

Uma vez mapeado o histórico nacional, a etapa seguinte do *roadmap* foi a identificação de lições a partir da experiência internacional. Destaca-se, neste caso, que no âmbito da Tomada de Subsídios (TS) nº 11/2021 da ANEEL foram analisadas as experiências internacionais no que tange aos modelos regulatórios e políticas de difusão sobre a integração dos RED (aqui entendidos como GD, armazenamento distribuído, resposta da demanda, microrredes, usinas virtuais e veículos elétricos). A amostra inclui 11 jurisdições: Alemanha, Reino Unido, Califórnia (EUA), Nova Iorque (EUA), Austrália, Chile, Espanha, Itália, México, Colômbia e Índia.

Nesse sentido, o *roadmap* partiu do trabalho realizado na TS 11 e do levantamento de experiências internacionais em outras consultas públicas da ANEEL que compunham os processos de GD e AD para então construir uma análise dos principais *insights* em oito casos selecionados (Alemanha, Austrália, Califórnia, Chile, Colômbia, Itália, Nova Iorque e Reino Unido), em cinco categorias de análise:

- i. Políticas de incentivo aos RED aplicadas nos casos selecionados;
- ii. Ajustes regulatórios em desenhos de mercado para a integração dos RED;
- iii. Modernização de tarifas para consumidores da baixa tensão;
- iv. Operação do sistema; e
- v. Ajustes identificados na regulação econômica da distribuição.

Alguns casos apresentam, ainda, experiências complementares associadas à digitalização do sistema de distribuição e novas atividades e modelos de negócio.

Quando relevante para a difusão dos RED no caso específico, estas experiências também foram consideradas na análise. Cabe destacar, nesse sentido, o caso da Austrália Ocidental, que desenvolveu um *roadmap* para a integração de RED (Quadro 2.1).

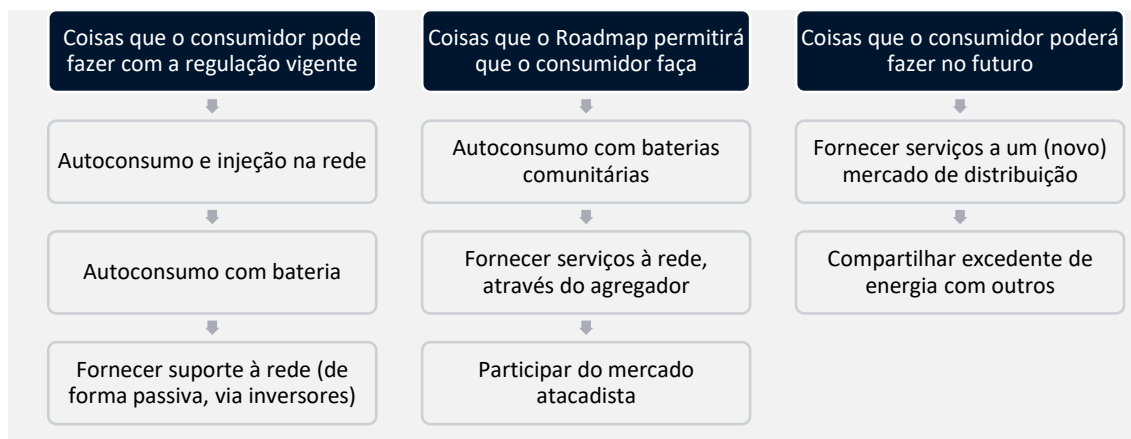
Quadro 2.1. O Roadmap de RED da Austrália Ocidental

Em 2019, o estado da Austrália Ocidental, parte do *South West Interconnected System (SWIS)* divulgou o DER Roadmap, motivado pela rápida difusão de RED no estado, em que cerca de 1 a cada 3 residências já contavam com sistemas de GD instalados. O Roadmap parte de uma visão para o horizonte de 2025, em que os RED são observados como componentes de um sistema elétrico confiável e eficiente, e que possam oferecer benefícios e valor a todos os consumidores. Essa visão é dividida em três objetivos: (i) que o sistema elétrico seja seguro e confiável, e os consumidores possam conectar RED de maneira eficiente; (ii) RED possam oferecer serviços e agregar valor ao sistema; e (iii) os benefícios dos RED sejam percebidos por todos os consumidores, não apenas os proprietários desses sistemas.

O *Roadmap* foi construído com base em sete princípios norteadores e quatro grandes temáticas, a partir das quais foram identificadas as principais barreiras e elementos-chave para a difusão de RED no estado:



Como resultado, o roadmap se divide em três fases, que apresentam as possibilidades para o consumidor proprietário de RED:



Fonte: WESTERN AUSTRALIA (2019)

Como resultado, o presente relatório apresenta uma síntese das propostas regulatórias identificadas ao longo do projeto, sobretudo nos relatórios 2 e 3, dividindo-as em curto (2025-2035), médio (2035-2045) e longo prazo (2045-2055). A alocação das ações no horizonte de tempo considera os seguintes elementos:

- Complexidade da proposta regulatória, considerando os requisitos para a sua implementação e o contexto brasileiro em relação ao tema;
- A experiência internacional acerca do tema, analisando as etapas seguidas por outros países e as boas práticas regulatórias identificadas;
- O enquadramento da proposta na política e no planejamento energético nacional; e
- A urgência da proposta enquanto viabilizadora do desenvolvimento dos RED.

Assim, as seções a seguir apresentam o caminho percorrido na construção do *roadmap* regulatório de RED.

3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Em uma análise das transformações promovidas para emergência dos RED nos mercados de energia – com ênfase nas mudanças estruturais na indústria de eletricidade e nas alterações no negócio e na regulação da distribuição –, Corneli e Kihm (2015) apresentam três processos centrais de alteração na dinâmica do setor e na regulação da distribuição:

- i. O aumento da elasticidade-preço da demanda de energia pelos consumidores¹, a partir do surgimento de alternativas competitivas para o fornecimento de energia e potência ora fornecidas pela rede e/ou pelo mercado atacadista, resultará em **uma pressão pela redução de custos das concessionárias e, conseqüentemente, das tarifas**;
- ii. Apesar da mudança substancial do monopólio natural das distribuidoras, sobretudo em termos de economia de escala (dado o surgimento de novas tecnologias que podem ser ofertadas por várias empresas), as economias de escopo e a coordenação dessas tecnologias é um papel importante a ser desempenhado por essas empresas. É vislumbrado a atuação destas como **facilitadoras dos RED**, à medida que há potencial para redução de custos, aumento da resiliência do sistema e qualidade da energia;
- iii. A mudança do papel da distribuidora para avaliação do serviço de menor custo e maior valor global, incluindo a coordenação de RED, é voltada não apenas para o cliente final, mas também para a prestação de serviços dos RED à concessionária e à rede de distribuição. Essa evolução, no entanto, pode ocorrer em diferentes sentidos, como a concessionária exercendo um papel importante no fornecimento, financiamento e otimização dos RED; ou terceiros não apenas fornecendo os RED, mas também otimizando-os neste novo mercado a nível da distribuição.

Essa análise é convergente com a visão de inovação no setor elétrico apresentada pela IRENA (2019a), que identifica um conjunto de tendências em curso, como:

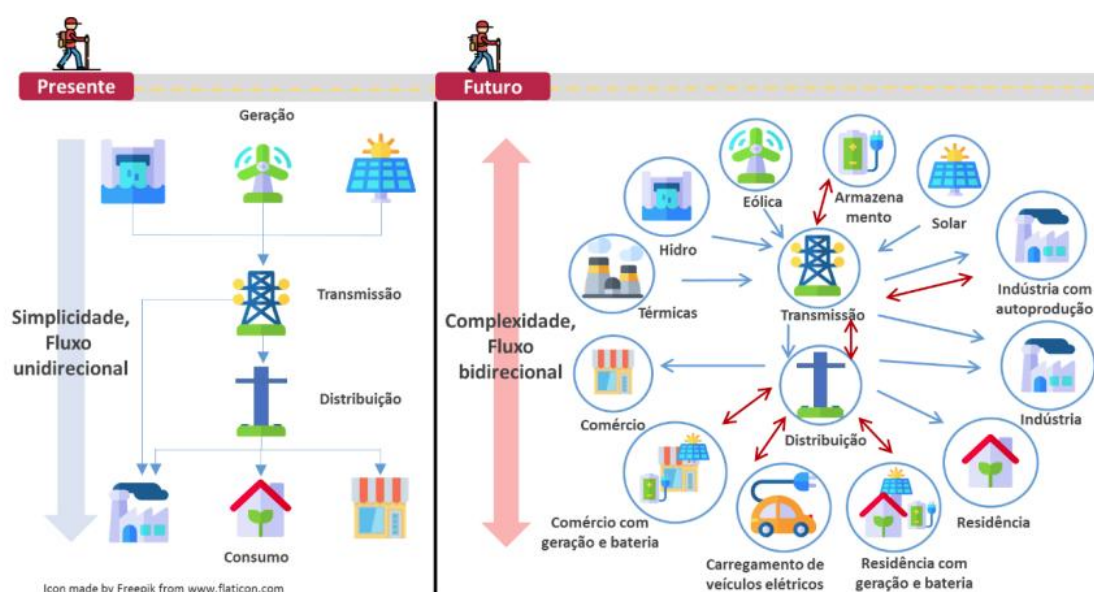
- i. A mudança no perfil de geração de eletricidade, com integração de fontes renováveis variáveis e crescente descentralização;
- ii. O movimento de acoplamento dos setores econômicos através da eletrificação dos usos finais;
- iii. A difusão de sistemas de armazenamento de energia, sejam distribuídos ou em larga escala;
- iv. A necessidade de revisão do modelo de “*predict and provide*” de gestão da rede de distribuição, baseado na previsão da carga e fornecimento da

¹ Em termos gerais, a difusão de RED está associada à ampliação da capacidade do consumidor gerenciar diretamente seu consumo, permitindo que eles reduzam o consumo da rede ou o substituam pela geração própria de energia, sobretudo em resposta a tarifas elevadas. Assim, o consumidor torna-se mais sensível aos sinais de preço.

- capacidade necessária, à medida que os fluxos na rede de distribuição tornam-se menos previsíveis; e
- v. O papel crescente da resposta da demanda e de agregadores.

O fato é que, como colocado pela EPE na Nota de discussão “Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético”², publicada em 2018, a difusão de RED está associada à transição de um modelo de sistema elétrico predominantemente centralizado para sistemas híbridos, com maior grau de descentralização e, por consequência, maior complexidade (Figura 3.1). Com a difusão em larga escala dos RED, novas práticas de planejamento da expansão e operação das redes elétricas e da geração de energia serão necessárias (EPE, 2018).

Figura 3.1. Aumento da complexidade dos sistemas elétricos associado à difusão de RED

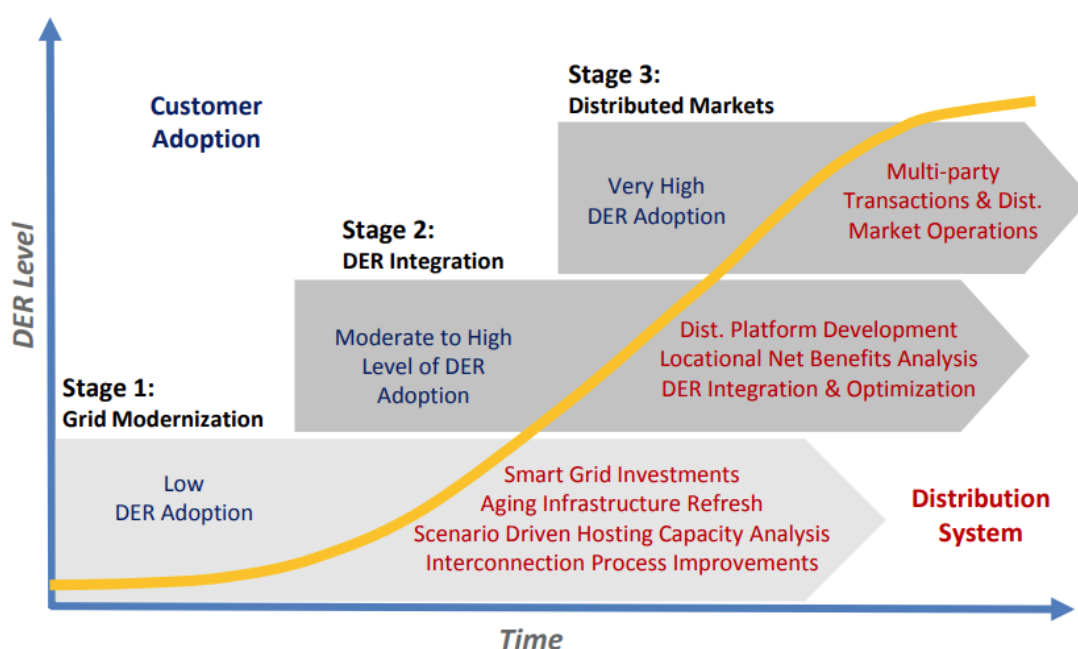


Fonte: EPE (2018), com base em NYISO (2017)

Considerando os impactos sobre o sistema de distribuição, De Martini e Kristov (2015) desenvolvem um arcabouço de evolução do sistema de distribuição em três estágios, em resposta à difusão de RED associada tanto a fatores *top-down* (como políticas públicas e o arcabouço regulatório), quanto *bottom-up* (escolha dos consumidores). Cada um dos níveis apresentados na Figura 3.2, são presumidas funcionalidades adicionais para que o sistema de distribuição suporte a difusão desses recursos e possua o nível de integração adequado. De forma análoga ao apresentado na figura anterior, o resultado é um sistema crescentemente complexo.

² Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/nota-discute-impactos-dos-recursos-energeticos-distribuidos-no-planejamento-energetico>.

Figura 3.2. A evolução do sistema de distribuição frente a difusão de RED



Fonte: DE MARTINI e KRISTOV (2015)

Nesse sentido, não apenas o sistema de distribuição deve evoluir, mas também a atuação da distribuidora tende a se modificar com a maior difusão de RED. Considerando a difusão de GD, o trabalho da PSR e SIGLASUL (2022) identifica três gerações, associadas à maior participação da distribuidora na integração dos RED e obtenção de seus benefícios para o sistema.

Figura 3.3. Estágios de atuação da distribuidora com o aumento da penetração de RED



Fonte: PSR e SIGLASUL (2022) com base em FRANTZIS et al (2008)

Sob a ótica dos papéis e responsabilidades da distribuidora em relação ao sistema de distribuição, as adequações regulatórias no contexto da difusão e integração de RED são necessárias porque, dentre outros fatores: (i) a difusão de RED implica em redução do consumo de energia e, portanto, queda da receita das distribuidoras; (ii) há maior incerteza nas projeções em função das mudanças contínuas nos *drivers* de custos; e (iii) o modelo regulatório é, usualmente, centrado em ativos (CAPEX), não em *non-wires*

alternatives (NWA)³. Pensando nesses ajustes, três modelos de negócio da distribuidora são vislumbrados (PSR; SIGLASUL, 2022):

- i. Distribuidora como operadora do sistema (DSO), encarregada pela implementação e manutenção da rede de distribuição, pela operação do sistema, coordenação dos despachos de RED, pela criação e operação de plataformas de mercados voltadas para contratação e aquisição de serviços de RED para o sistema;
- ii. Criação de um Operador Independente do Sistema da Distribuidora (IDSO), agente independente responsável pela operação e planejamento da rede de distribuição e contratação de serviços de RED para a distribuidora. Neste caso, a distribuidora é proprietária da rede e responsável apenas pela construção e manutenção dos ativos; e
- iii. Distribuidora como operadora do sistema (DSO) e criação de um Operador Independente de Mercado, independente, responsável apenas pelo estabelecimento e operação da plataforma de mercado de serviços de distribuição, incluindo serviços de RED. Nesse caso, a distribuidora tem a função de planejar, manter e operar seu sistema de distribuição.

Existem, ainda, alguns modelos híbridos (ou intermediários) de atuação das distribuidoras em um futuro com difusão de RED, conforme descrito no Quadro 3.1. Relevante destacar que cada um dos modelos exige um conjunto de definições e ajustes regulatórios que viabilizem a mudança do modelo de atuação das distribuidoras frente a difusão dos RED.

Quadro 3.1. Modelos intermediários ou híbridos de atuação das distribuidoras

Modelo	Características
Distribuidora comprando soluções de terceiros	• Concessionárias fazem parcerias com terceiros para agregar valor ao negócio • Regulação vigente desincentiva tal prática: custos operacionais devem ser reduzidos • Impacto na formação de tarifas e recuperação de custos é incerto
Distribuidora dividindo funções	• Modelo híbrido, em que determinados segmentos são designados à concessionária, e outros são destinados ao mercado • Quando o mercado não tem interesse em atuar, a concessionária poderá ser chamada a prestar o serviço, como em áreas rurais com menor densidade de clientes e para populações de baixa renda
Distribuidora concorrendo com terceiros	• Clientes podem optar entre a concessionária e outros fornecedores • Necessário definir adequadamente a linha entre os mercados nos quais a concessionária pode participar

³ As alternativas sem fio (NWA) usam RED para postergar ou eliminar os investimentos em linhas e subestações de transmissão ou distribuição. Esses recursos são usados para reduzir a demanda líquida nos horários de pico em áreas congestionadas e, assim, reduzir a capacidade da rede necessária (PSR; SIGLASUL, 2022).

Distribuidora operando microplataformas	• Concessionária atua como hospedagem dos ativos de RED para atendimento do mercado local, prioritariamente por capacidades transacionais e não por arquitetura física • Poderia incluir funções para troca <i>peer-to-peer</i>, agregação e coordenação de recursos para atender às necessidades do balanço de energia
Protagonismo à empresa distribuidora	• Distribuidora tem protagonismo no lado da oferta (item anterior) ou da demanda • Na demanda, distribuidora precisa estabelecer nova forma de relacionamento com consumidores, como através de programas de resposta da demanda • Necessário arcabouço técnico, regulatório e comercial adequado para que distribuidora desenvolva novos modelos de comercialização de energia e eficiência energética que beneficie tanto a empresa quanto o consumidor

Fonte: SILVA, VIANA e PEREIRA (2020a)

A evolução dos papéis e responsabilidades da distribuidora, exige também uma revisão do modelo de regulação econômica, que envolve duas atividades centrais em um monopólio natural: a definição da receita que a empresa regulada é autorizada a receber para remunerar adequadamente seus investimentos e custos operacionais (ou seja, a remuneração ou recuperação de custos); e como a distribuidora deve recuperar esses custos dos usuários da rede (ou seja, a alocação de custos ou desenho tarifário). Focando no primeiro aspecto, duas abordagens são observadas na experiência internacional (JENKINS; PÉREZ-ARRIAGA, 2014):

- A regulação por custo de serviço (ou *rate of return*), em que o regulador define a receita da distribuidora como os custos realizados somados a uma taxa de retorno regulada (ou seja, uma análise *ex-post*). A principal crítica ao modelo está no fato de que as empresas reguladas não têm incentivos a serem mais custo-eficientes;
- A regulação por incentivo (*price-cap, revenue cap* ou *performance regulation*) define a receita *ex-ante*, por um período regulatório determinado (em geral, 3 a 8 anos), de modo que a rentabilidade e retorno sobre o investimento depende de a empresa limitar os gastos ao teto estabelecido. A crítica a este modelo está relacionada a exposição à incerteza.

Com a difusão dos RED, além dos avanços em tecnologias de redes inteligentes e o gerenciamento mais ativo do sistema de distribuição, novos desafios emergem à regulação da distribuição. Em geral, a GD está associada à mudança do tradicional fluxo unidirecional de energia nas redes de distribuição, com oportunidades de provisão e comercialização descentralizada de serviços energéticos. O AD, por sua vez, tem o potencial de modificar a operação em tempo real dos sistemas elétricos, além de novas formas de prover serviços aos operadores dos sistemas. Assim, os seguintes desafios são observados (JENKINS; PÉREZ-ARRIAGA, 2014):

- i. A evolução do serviço de eletricidade está associada à mudança nos *drivers* de custos das distribuidoras, além da mudança no comportamento do consumidor e novos usos do sistema de distribuição. Para tal, investimentos substanciais deverão ser realizados para acomodar novas

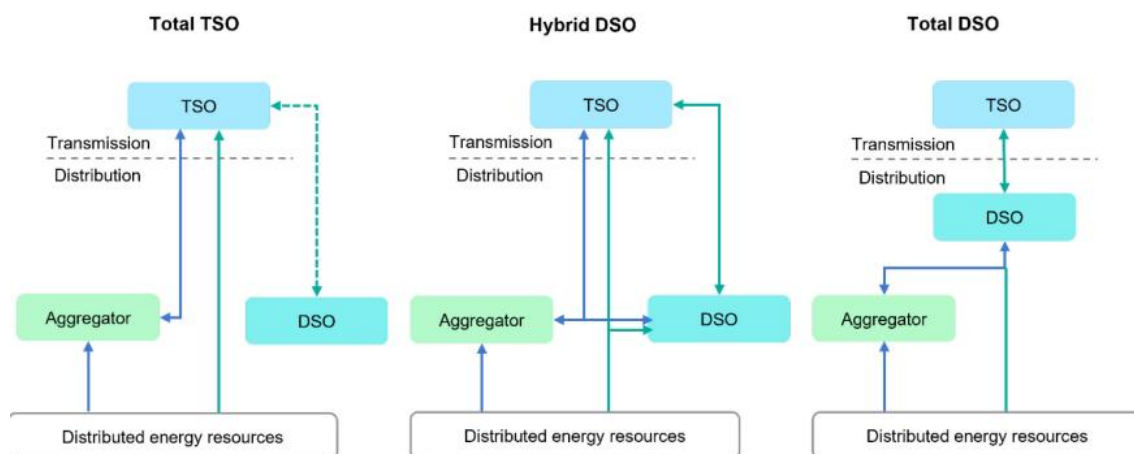
- classes de usuários (consumidores-geradores, veículos elétricos etc.) e modernizar os sistemas;
- ii. Aumento da incerteza associada às necessidades da rede, impactando a recuperação de custos e a eficiência setorial;
 - iii. Aumento do trade-off entre despesas de capital (CAPEX) e operacionais (OPEX), à medida que a regulação (custo de serviço ou por incentivos, em geral) tende a apresentar um viés a CAPEX pela natureza e histórico da necessidade de investimentos em rede. Com os RED, o equilíbrio entre CAPEX e OPEX pode variar, resultando na necessidade de atualizar os modelos regulatórios para inserir mecanismos de equalização dos incentivos a estes dois tipos de despesas.

Quanto ao desafio associado à recuperação dos custos via tarifa, a análise da ANEEL (2021b) no âmbito da TS 11/2021 resume a questão, de modo que

“(...) na tarifa monômnia volumétrica aplicada aos consumidores de baixa tensão, o valor da fatura depende apenas da quantidade de energia consumida. Contudo, no setor elétrico existem diversos custos que não dependem da quantidade de energia elétrica consumida e produzida (...). Com isso, ações de eficiência energética e instalação de geração distribuída em unidades consumidoras de baixa tensão implicam não apenas a redução da fatura, mas também da receita das distribuidoras em um primeiro momento e, posteriormente, aumento da fatura dos demais consumidores, de forma a manter o equilíbrio econômico-financeiro estabelecido nos contratos de concessão. Com o crescimento exponencial da geração distribuída e advento dos demais RED, há necessidade de evolução da estrutura tarifária e da regulação econômica para garantir a sustentabilidade financeira das empresas e a modicidade tarifária dos consumidores.”

Não obstante, cabe destacar que os impactos da integração dos RED não se restringem ao nível da distribuição. Conforme destacado pela EPE (2018), há impactos também na transmissão e geração. Na expansão, é possível perceber, com a otimização dos recursos, a postergação de investimentos das redes de transmissão e distribuição, além da capacidade de geração. Além disso, do ponto de vista operativo, os RED podem fornecer serviços ancilares para o operador do sistema. Para tal, diferentes modelos de cooperação entre os operadores da transmissão (TSO) e da distribuição (DSO) são vislumbrados, considerando a relação destes com os RED e a figura do agregador (Figura 3.4).

Figura 3.4. Modelos de cooperação entre operador da transmissão (TSO) e da distribuição (DSO)



Fonte: IEA (2022)

Dessa forma, a questão que se coloca na análise dos RED e sua integração no setor elétrico no futuro é que uma difusão eficiente exige mudanças amplas, e uma visualização dos RED como recurso adicional no SIN, bem como sua participação nos mercados, requer uma análise de um conjunto de elementos que podem ser considerados habilitadores ou promotores dessa inserção, conforme analisado pela EPE (2020b). Alguns destes elementos – e uma síntese das tendências regulatórias associadas – serão exploradas nas seções seguintes.

Figura 3.5. Elementos promotores da inserção eficiente de RED



Fonte: EPE (2020b)

4. HISTÓRICO NACIONAL

A partir do histórico legal e regulatória da GD e armazenamento no Brasil, apresentado neste relatório, é possível observar alguns marcos na evolução do arcabouço para a difusão destes recursos em âmbito nacional. No caso da GD, foram identificados cinco momentos principais:

- i. **2004-2012:** *Fase inicial da GD, em que se identifica a necessidade de regulação para sistemas de pequeno porte.* Naquele momento, as usinas caracterizadas como GD eram predominantes as PCHs, eólicas e biomassa, principalmente em áreas rurais. Assim, a fim de se incentivar a evolução da GD, incluindo a fotovoltaica, o diagnóstico foi de necessidade de criação de um agente “consumidor-gerador”;
- ii. **2012-2015:** *Regulamentação da MMGD e uptake da solar FV,* momento em que se cria a REN 482 e o SCEE, estabelecendo um marco regulatório para a GD e o net-metering. Além disso, a redução de custos da solar FV ganhava expressividade, e a fonte passou a ser incentivada com o desconto na TUSD e TUST;
- iii. **2015-2018:** *Revisão da REN 482 e ganho de escala da GD,* em que, com a REN 687/2015, foram estabelecidos novos limites de potência para a MMGD e novas modalidades, como a geração compartilhada e o autoconsumo remoto⁴. A partir desse momento, a capacidade instalada dos sistemas de GD superou as projeções de forma consistente, apesar do número de sistemas estar alinhado ao projetado. Ou seja, houve um aumento na escala dos projetos (potência média);
- iv. **2018-2022:** *Revisão do subsídio e marco legal,* em que se intensificou a discussão sobre a transferência de custos acerca dos consumidores com MMGD e os demais, de modo que a ANEEL enfrentou um trade-off: a necessidade de revisão dos aspectos econômicos do SCEE, já observado na experiência internacional, e o risco de limar o desenvolvimento de um mercado nascente. Ainda assim, a GD continuava a superar projeções, e novos modelos de negócio começaram a surgir;
- v. **2022-atual:** *Modernização e aprimoramento do modelo legal-regulatório,* com a publicação do Marco Legal da GD e estabelecimento da transição para o fim do SCEE, a discussão em torno da GD assumiu novos contornos. O

⁴ Ainda que as novas modalidades tenham sido incluídas com a revisão da REN 482, a resolução já previa, em seu art. 7º, inciso IV, que “os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para este fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, ou cujas unidades consumidoras forem reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito”.

primeiro deles foi a intensificação do debate sobre inversão de fluxo, segundo o qual os consumidores com MMGD enfrentam dificuldades no acesso à rede. Em seguida, os debates se concentram nos próximos passos da GD: a valoração de custos e benefícios para o sistema, a inclusão do armazenamento e a hibridização. Por fim, o papel social da GD é também tópico de debate, com a inclusão no MCMV e a possibilidade de utilização da GD em substituição à tarifa social, objeto no PL da REBE.

No caso do armazenamento de energia, a discussão legal-regulatória é muito mais recente. O tema foi objeto de Tomada de Subsídios – fase inicial de coleta de informações da ANEEL sobre temas a serem regulados – em 2020. Nessa TS foi estabelecido um *roadmap*, com 3 ciclos de 18 meses. Nesse sentido, itens relativos a aplicações distribuídas, de forma mais direta, como a agregação e o *value stacking*, só devem ter encaminhamento regulatório a partir de 2028.

4.1. Geração Distribuída

No Brasil, o conceito de GD foi definido pelo Decreto Lei nº 5.163/2004, que a estabelece como a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador. Excetua-se a essa definição a geração proveniente de hidrelétricas com capacidade instalada superior a 30 MW e termelétricas com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento.

Adicionalmente, em seu Art. 15, o Decreto permitiu a contratação de energia elétrica proveniente de GD por agentes de distribuição, através de chamada pública. O montante de energia contratada não poderia exceder 10% da carga do agente de distribuição (ou seja, o mercado realizado acrescido de perdas elétricas). Em seu Art. 70, o mesmo Decreto define a responsabilidade da ANEEL na instituição de mecanismos de regulação e fiscalização do cumprimento da separação entre atividades de distribuição, geração e transmissão (BRASIL, 2004a).

No bojo das discussões sobre desverticalização e a propriedade de ativos de geração por empresas de distribuição, resolução normativa (REN) nº 167/2005, que estabelece, em seu art. 2º, que

“Na contratação de energia elétrica proveniente de geração distribuída o agente de distribuição deverá optar por uma das seguintes formas: I – processo de chamada pública, de forma a garantir a publicidade, transparência e igualdade aos interessados; ou II – compra de energia elétrica produzida pela empresa de geração decorrente da desverticalização”.

A Lei 11.488/2007 estabeleceu a competência da ANEEL na definição do percentual de desconto nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD e TUST, respectivamente), não inferior a 50%, para empreendimentos de geração de fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, além de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs, com potência instalada maior que 1 MW e menor ou igual a 30 MW)

ou fonte hídrica com potência igual ou inferior a 1 MW, que injetem nos sistemas de transmissão ou distribuição potência inferior ou igual a 30 MW (BRASIL, 2007). Estes empreendimentos, por força da Lei nº 10.428/2002, já podiam comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, com carga maior ou igual a 500 kW (ANEEL, 2010).

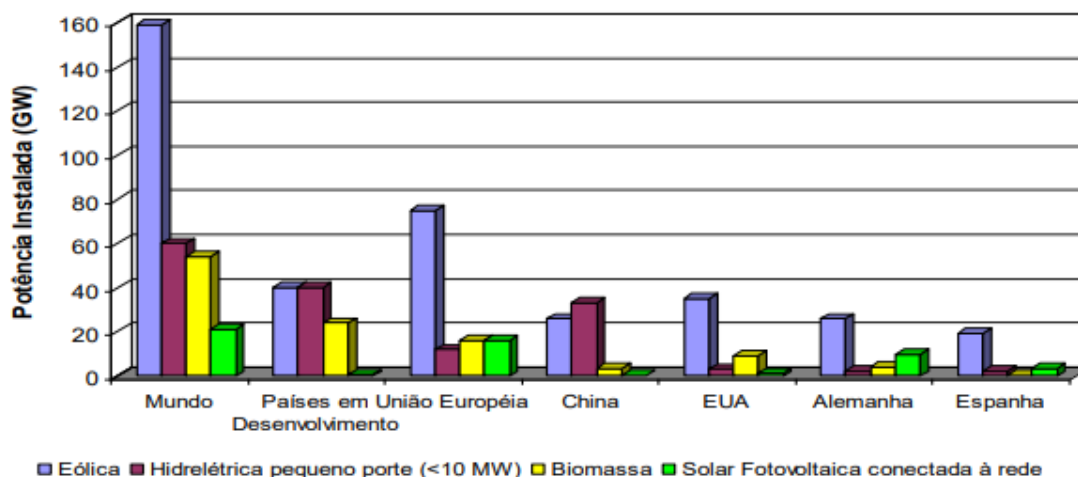
Em 2008, a Companhia Paranaense de Energia (COPEL) recebeu autorização (REA) para um projeto piloto de GD com saneamento ambiental, através da contratação do excedente de energia elétrica produzida por propriedades rurais a partir do biogás produzido por dejetos orgânicos de animais. O piloto foi autorizado pelo prazo de 6 meses, e posteriormente prorrogado por mais 12 meses através da REA nº 1.900/2009.

Em 2010, a ANEEL abriu o processo para analisar a “redução de barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis, conectada em tensão de distribuição”. O processo foi inaugurado com a abertura da CP nº 015/2010, com a NT nº 0043/2010-SRD/ANEEL, que apresentava os principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil e no mundo para incentivar a GD. Dentre as estratégias utilizadas, destacam-se como principais mecanismos (ANEEL, 2010):

- i. Criação de uma tarifa especial (feed-in);
- ii. Adoção do sistema de medição líquida da energia injetada na rede de distribuição, descontado o consumo, e utilização do crédito no abatimento de faturas posteriores (net metering); e
- iii. Estabelecimento de quotas de energia, por fonte, que devem ser compradas compulsoriamente pelas distribuidoras.

Naquele momento, o panorama mundial era de adoção massiva da tarifa *feed-in*, além de direcionamento de investimentos públicos para os sistemas de GD. Os resultados, em termos de potência instalada, indicavam uma predominância da fonte eólica, seguida de hidrelétrica de pequeno porte e da biomassa. A geração solar fotovoltaica ainda tinha participação limitada, inferior a 20 GW em nível global (Figura 4.1).

Figura 4.1. Panorama da GD em 2009, mundo (em GW)



Fonte: ANEEL (2010)

No caso brasileiro, a NT nº 0043/2010 identificou os seguintes incentivos para a instalação de GD a partir de fontes hídrica, solar, biomassa ou cogeração qualificada, com injeção de até 30 MW na rede de distribuição (ANEEL, 2010):

- i. Desconto mínimo de 50% na tarifa de uso do sistema de distribuição, aplicável na produção e no consumo;
- ii. Possibilidade de venda de energia para consumidores livres e especiais;
- iii. As PCH e CGH estão dispensadas de pagar compensação financeira aos municípios atingidos pelo reservatório da usina;
- iv. As PCH e CGH podem aderir ao Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, para redução dos riscos hidrológicos dentro do sistema interligado;
- v. Isenção de pagamento anual de 1% da sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico;
- vi. Possibilidade de vender energia nos leilões específicos para fontes alternativas promovidos pelo MME e organizados pela ANEEL;
- vii. Possibilidade de vender energia diretamente à distribuidora por meio de Chamada Pública;
- viii. Venda de energia dentro da cota, preços e condições de financiamentos estabelecidos no PROINFA; e
- ix. As centrais geradoras com registro possuem procedimento de acesso simplificado, necessitando apenas das etapas de solicitação de acesso e parecer de acesso, o que agiliza o processo.

Como resultados alcançados até o ano de 2010, destacam-se a primeira etapa do Proinfa, que resultou, segundo ANEEL (2010), na contratação de 3,3 GW de geração proveniente de pequenas usinas eólicas, hidráulicas e de biomassa (Tabela 4.1); e as chamadas públicas por distribuidoras. Entre 2006 e 2010, apenas oito distribuidoras fizeram uso da chamada para contratação de GD, com resultados apresentados na Tabela 4.2, desconsiderando contratos entre partes relacionadas (gerador e distribuidora do mesmo grupo econômico).

Tabela 4.1. Resultados da 1ª fase do Proinfa, e valor econômico por fonte (2004)

Fontes	Nº empreend.	Potência Contratada (MW)	Energia (MWh/ano)	Observação	R\$/MWh (jun/2004)
PCH	63	1.191	6.541.338	-	117,02
Eólica	54	1.423	3.719.799	Valor Mínimo	180,18
				Valor Máximo	204,35
Biomassa	27	685	2.275.572	Bagaço de Cana	93,77

				Casca de arroz	103,20
				Resíduo de madeira	101,35
				Biogás de aterro	169,08
<i>Total</i>	<i>144</i>	<i>3.299</i>	<i>12.536.709</i>	-	-

Fonte: ANEEL (2010)

Tabela 4.2. Resultados das chamadas públicas para GD (2006-2010)

	Hidráulica (PCH/CGH)	Bagaço	Biogás	Total
Nº contratos GD	17	4	6	27
Energia (MW médio)	87,8	7,6	0,5	95,9

Fonte: ANEEL (2010)

Com base nestes resultados, concluiu-se que, em âmbito nacional

“(...) há vários incentivos para as Pequenas Centrais Hidrelétricas, Centrais Eólicas e a base de Biomassa que injetam até 30 MW de potência nas redes de distribuição e transmissão. Além disso, o Proinfa instituiu uma quota de energia para cada uma das fontes acima citadas e os leilões de energia exclusivos para energia alternativa também podem ser considerados destaques na política de incentivo adotada para geração distribuída de médio porte. No entanto, a geração distribuída de pequeno porte, que está conectada na rede de distribuição (inclusive em baixa tensão), enfrenta barreiras técnicas, regulatórias e legais para conexão, comercialização da energia, assim como dificuldades para viabilizar economicamente os projetos” (ANEEL, 2010, p. 20, grifo nosso).

Como resultado da CP 015/2010, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD) formulou consulta à Procuradoria Geral (PGE) da ANEEL, com o objetivo de iniciar a regulamentação do sistema de *net metering* para pequenos geradores que usam fontes incentivadas (potência menor ou igual a 1 MW). Destaca-se que, anteriormente, em maio de 2010, a Ventos do Brasil Energia Renováveis já havia solicitado autorização para instalar aerogeradores de pequeno porte (inferior a 1 MW) na rede da distribuidora, com posterior compensação da energia consumida, em um piloto de *net metering*.

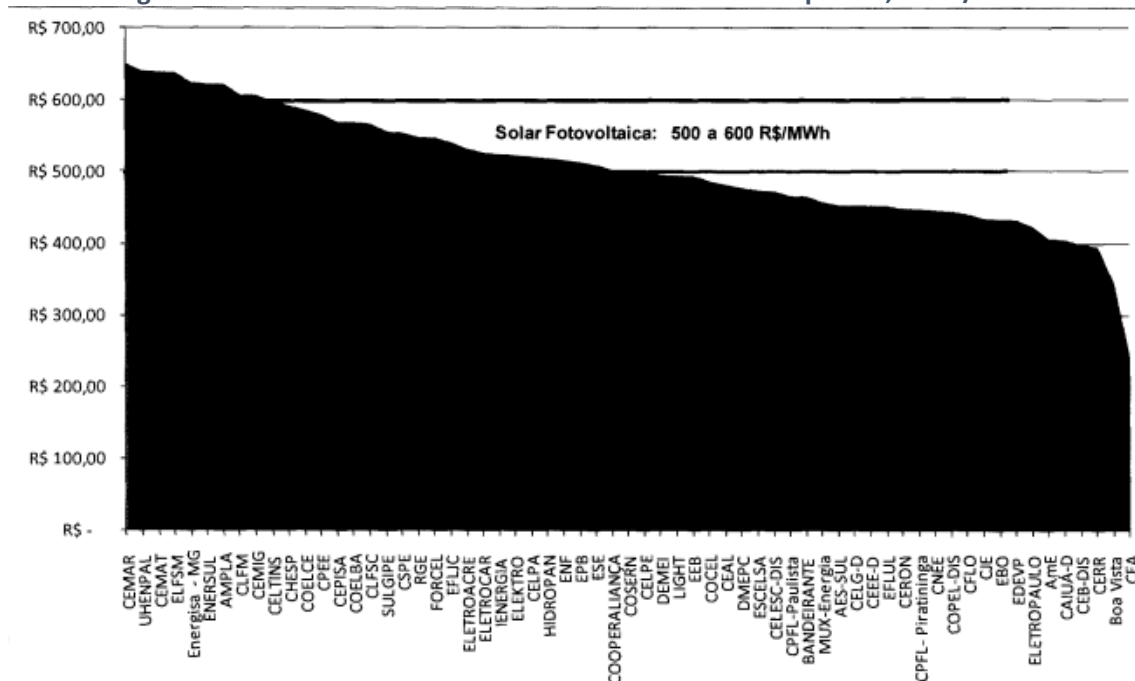
O Parecer nº 0282/2011 da PGE concluiu que (i) a ANEEL é dotada de competência para regulamentar regras e procedimentos afeitos ao sistema de *net metering*; (ii) há a obrigação da distribuidora atender ao consumidor/gerador que decidir implantar o sistema, com o devido aprimoramento da relação jurídica entre os dois; e (iii) o conceito de autoprodutor é aplicável aos geradores passíveis de registro, sendo definido como

aquele que produz energia elétrica destinada ao autoconsumo, com eventual comercialização do excedente, mediante autorização da ANEEL (ANEEL, 2011b).

Nesse contexto, em junho de 2011 foi aberta a AP nº 042/2011, através da NT nº 0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL, com o objetivo de reduzir “barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes incentivadas, conectada em tensão de distribuição e alteração do desconto na TUSD e TUST para usinas com fonte solar”. A partir da análise da experiência internacional em adoção do *net metering*, com destaque para Alemanha, Canadá, Itália, Japão e EUA, a referida NT propôs as definições de micro e minigeração distribuída incentivadas, caracterizadas como centrais geradoras de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW, no caso da micro, e maior que 100 kW e menor ou igual a 1 MW para a mini, e que utilize fonte incentivada de energia, nos termos de regulamentação específica, conectada diretamente na rede da distribuidora ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada, não despachada pelo ONS (ANEEL, 2011c).

Sob a ótica econômica, a GD solar fotovoltaica, por exemplo, possuía custos da ordem de R\$ 500-600/MWh, o que, comparado às tarifas de fornecimento da classe de consumo residencial, após impostos, indicaria a viabilidade em pelo menos 9 distribuidoras (com tarifa superior a R\$ 600/MWh) e potencial em outras 22 (com valores entre R\$ 500 e R\$ 600/MWh), como apresentado na Figura 4.2.

Figura 4.2. Tarifa final do consumidor residencial com impostos, Maio/2011



Fonte: ANEEL (2011c)

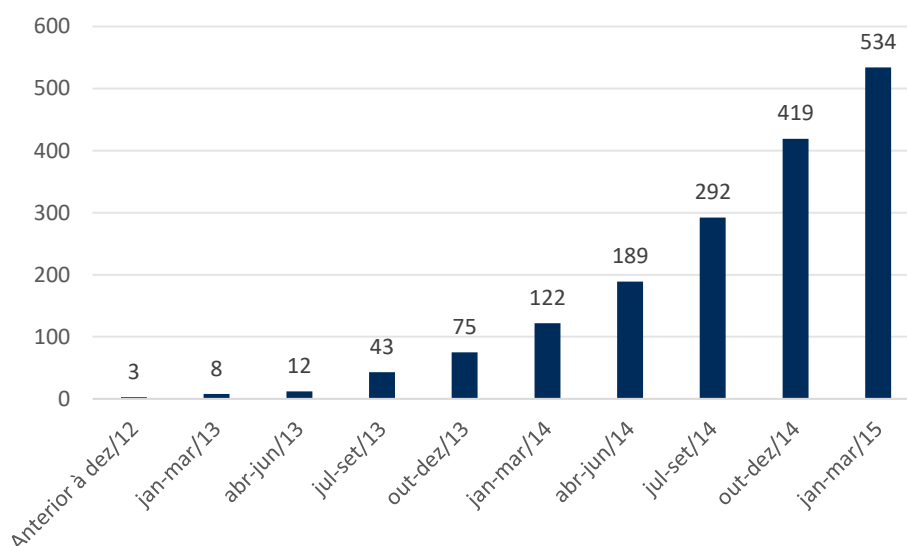
Assim, a AP 042/2011 resultou nas REN 481 e 482/2012, que estabelecem, respectivamente, o desconto na TUSD e TUST para a fonte solar fotovoltaica e a adoção do sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*). Como mencionado, o desconto nas tarifas para a geração solar fotovoltaica deriva do diagnóstico de que há um elevado potencial brasileiro para esta fonte, mas o número de empreendimentos de pequeno porte em operação ainda era muito baixo (apenas 5, no momento da AP

042/2011). A REN 481/2012 definiu, portanto, o desconto de 80% para os empreendimentos que entrassem em operação comercial até o fim de 2017, aplicável aos primeiros dez anos de operação. Após o décimo ano, e para aquelas usinas que entrarem em operação após 2017, o desconto seria reduzido para 50% (ANEEL, 2012a).

A REN 482/2012, por sua vez, introduz o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) em âmbito nacional e as condições gerais de acesso dos sistemas de micro e mini GD aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Além de instituir as definições de GD conforme descritas na AP 042/2012, a REN 482 também define o SCEE como “sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa” (ANEEL, 2012b).

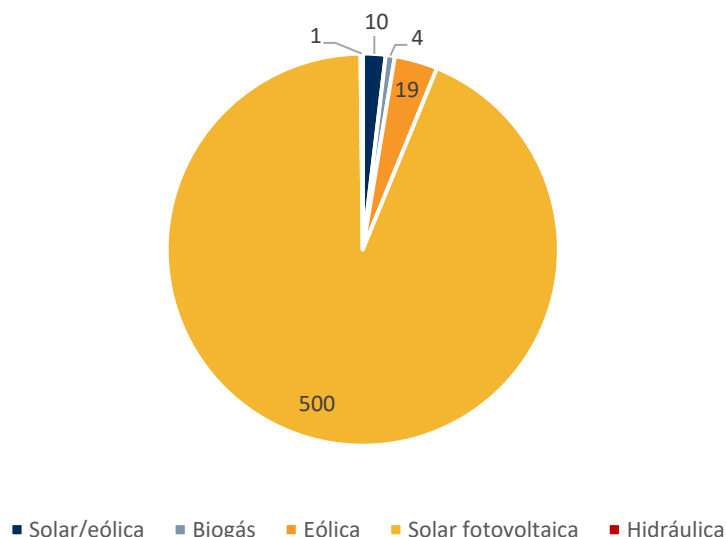
Em 2014, a ANEEL instaurou a CP nº 005/2014, a partir da NT nº 025/2014-SRG-SRD/ANEEL, que versava sobre a GD acima de 1 MW, ainda não contemplada nos incentivos existentes e no SCEE. Em uma análise dos resultados obtidos com a REN 482, apesar do número limitado de conexões de micro e mini GD (Figura 4.3), identificou-se a concentração da geração solar fotovoltaica, representando mais de 90% das instalações (Figura 4.4), com uma potência instalada de 7,3 MW.

Figura 4.3. Número de conexões de MMGD acumulado (2012-2015)



Fonte: Adaptado de ANEEL (2015a)

Figura 4.4. Conexões de MMGD por fonte (2012-2015)



Fonte: Adaptado de ANEEL (2015a)

A CP 005/2014 foi sucedida pela AP nº 26/2015, que apresentou um conjunto de barreiras e questões a serem aprimoradas no âmbito da REN nº 482/2012, como novos limites de potência para a MMGD, a integração dos sistemas de MMGD à rede, a certificação dos equipamentos pelo INMETRO, o faturamento das unidades consumidoras, a incidência de tributos federais (PIS e COFINS) e estadual (ICMS) e outros (ANEEL, 2015b). Destaca-se, no entanto, que temas como tributação, certificação e criação de linhas de financiamento, apesar de contarem com atuação da ANEEL junto aos órgãos responsáveis, não estão no rol de competências da Agência e, portanto, não são incorporadas na revisão da norma. Especificamente em relação aos tributos federais, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, estabeleceu isenção das alíquotas de PIS e COFINS sobre a MMGD (BRASIL, 2015). De forma similar, o Convênio ICMS 16 do CONFAZ, de 22 de abril de 2015, estabeleceu a autorização para isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica correspondente à injetada na rede de distribuição pela UC, no âmbito do SCEE, nos estados de Goiás, Pernambuco e São Paulo. Posteriormente, entre 2015 e 2018, novos convênios estenderam a autorização para demais estados⁵ (CONFAZ, 2015).

A AP nº 26/2015 recebeu contribuições de 110 agentes, com propostas de aperfeiçoamento da REN 482/2012. Algumas destas sugestões estão descritas a seguir (ANEEL, 2015c):

- i. Geração compartilhada: permitir a associação de consumidores para instalação de micro ou minigeração em consórcio ou cooperativa, dentro de uma mesma área de concessão, dividindo créditos de energia elétrica gerados;
- ii. Comercialização dos créditos de energia gerada: a proposta objetiva permitir que consumidores adquiram créditos de energia gerada por terceiros. Dois

⁵ Adesão do RN (Conv. ICMS 44/15); CE e TO (Conv. 52/15); BA, MA, MT e DF (Conv. 130/15); AC, AL, MG, RJ e RS (Conv. 157/15); RR (Conv. 39/16); PA (Conv. 81/16); MS (Conv. 113/16); AP (Conv. 39/17); ES (Conv. 215/17); AM, PR e SC (Conv. 42/18) (CONFAZ, 2015).

exemplos de modelos de negócio foram apresentados: um que uma central geradora de maior porte é subdividida em várias usinas de menor porte (prática vedada pela norma), com unidades consumidoras atuando como quotistas da energia produzida por terceiro – o que caracterizaria a comercialização de energia elétrica; e outro em que a MMGD seria instalada em lotes fundiários alugados pelos consumidores, em que a energia elétrica gerada nesse lote seria utilizada como crédito para abater a fatura da real unidade consumidora do inquilino, instalada em outro ponto. As contribuições não foram aceitas pois o consumidor não atuaria como gerador, mas um terceiro instala, mantém e opera os ativos de geração. A criação desses modelos no SCEE implicaria em permitir que consumidores cativos adquiram energia de fornecedores à sua escolha, o que ainda não é permitido; e

- iii. Tarifa binômia para grupo B: foi sugerida a cobrança pelo uso da rede de distribuição separada do consumo de energia para os consumidores de baixa tensão que possuem microgeração. Tal mudança exigiria a alteração da redação do art. 13 do Decreto nº 62.724/1968, que estabelece que as tarifas aplicáveis aos consumidores do Grupo B serão, inicialmente, calculadas sob a forma binômia com uma componente de demanda de potência e outra de consumo de energia e serão fixadas, após conversão, para a forma monômia equivalente.

Em novembro de 2015, a REN 687 alterou a REN 482/2012, trazendo como principais aperfeiçoamentos novos limites de potência para microgeração (75kW) e minigeração (3 MW para hidráulica e 5 MW para demais renováveis), a introdução dos conceitos de autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e o aumento do prazo de validade dos créditos no SCEE de 36 para 60 meses.

Assim, segundo Art. 1º da REN 687/2015, o art 2º da REN 482 passa a incluir as seguintes definições:

“VI – empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;

VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou

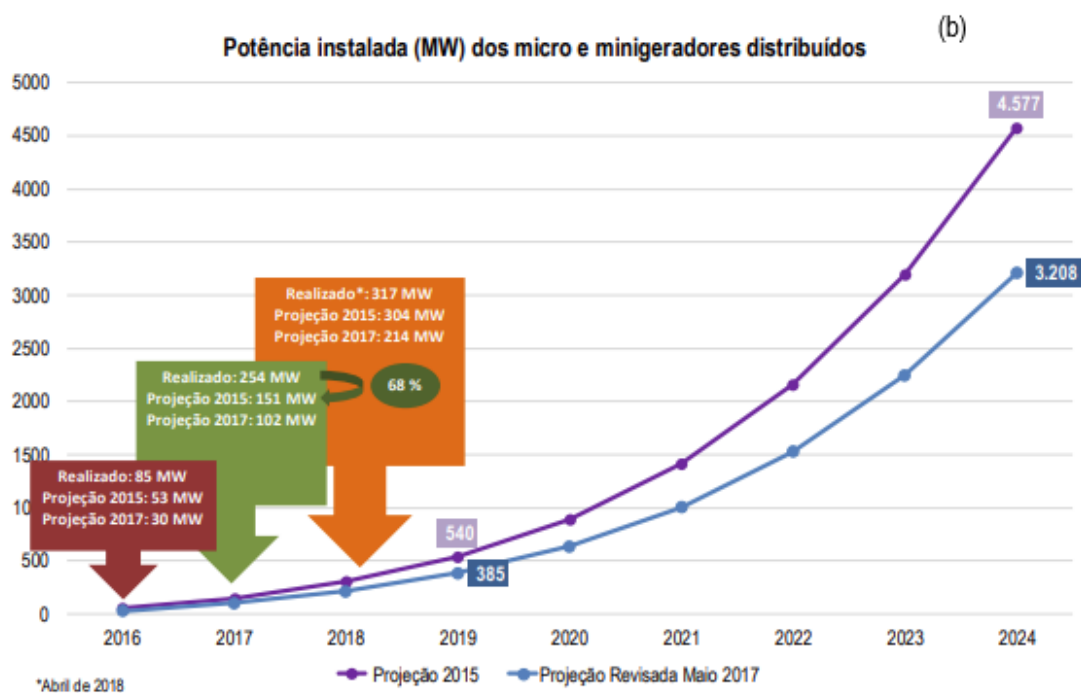
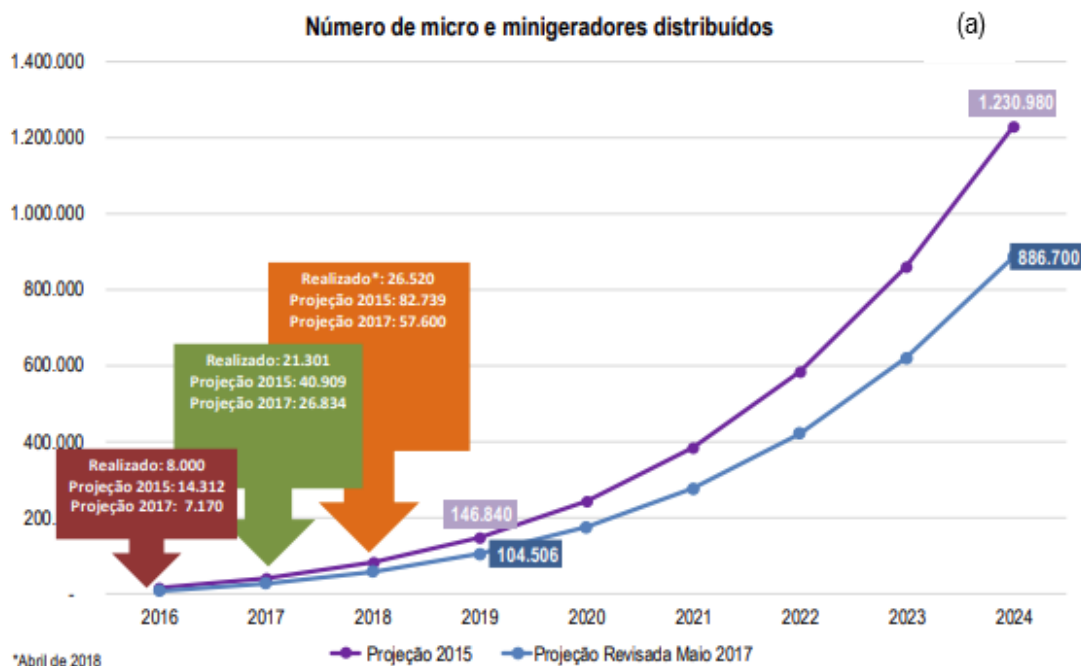
permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;

VIII – autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.” (ANEEL, 2015d).

Quanto ao limite de potência da geração, a REN nº 786, de outubro de 2017, removeu a diferenciação entre fonte hídrica e outras renováveis para fins de minigeração, elevando para 5 MW o limite para a primeira. Além disso, a referida REN vedou o enquadramento como MMGD de centrais geradoras que já tenham sido objeto de registro ou entrada em operação comercial no âmbito da CCEE (ANEEL, 2017).

Além da definição, na REN 687/2015, de nova revisão da norma com foco no aspecto econômico até 2019, a fim de evitar a presença de subsídios cruzados e benefícios aos prosumidores com impactos negativos sobre consumidores não adotantes de GD, a avaliação em 2018 mostrou que, apesar do número de UCs com MMGD instalada ser inferior às projeções da Agência (Figura 4.5a), a potência instalada (Figura 4.5b) tem superado de forma consistente as perspectivas para os próximos anos, como resultado da própria introdução das modalidades de geração compartilhada e autoconsumo remoto, que têm valores de potência instalada média maiores que a geração na própria UC (ANEEL, 2018).

Figura 4.5. Projeções e valores realizados da quantidade de unidades consumidoras que possuem MMGD (a) e da potência instalada (b)



Fonte: ANEEL (2018)

Assim, a CP 10/2018 iniciou uma discussão sobre o aprimoramento das regras da MMGD e, em conjunto com a AIR nº 0004/2018, apresentou alternativas ao modelo de valoração da energia injetada na rede no âmbito do SCEE, considerando as componentes da tarifa de fornecimento (Figura 4.6). O problema regulatório colocado versa sobre a ausência de uma quantificação de custos e benefícios da MMGD e o eventual desalinhamento entre o SCEE e a realidade de difusão no Brasil, o que poderia estar causando uma transferência de custos aos consumidores que não possuem MMGD.

Figura 4.6. Alternativas de compensação da MMGD segundo componentes tarifárias



Fonte: ANEEL (2018)

Em síntese, as alternativas podem ser descritas como (ANEEL, 2018):

- Alternativa 0 – Cenário atual: a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE;
- Alternativa 1 – Incide Fio B: a componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
- Alternativa 2 – Incide Fio A e Fio B: as componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
- Alternativa 3 – Incide Fio A, Fio B e Encargos: equivalente à alternativa anterior, mas incluindo a parcela de Encargos da TUSD entre as componentes que seriam aplicáveis a todo o consumo de energia registrado na unidade.
- Alternativa 4 – Incide toda a TUSD: com esta alternativa, as componentes da TE incidiriam sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede, de maneira que a TUSD continuaria incidindo sobre toda a energia consumida da rede.
- Alternativa 5 – Incide toda a TUSD e os Encargos e demais componentes da TE: neste caso, apenas a componente de Energia da TE incidiria sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. As demais componentes tarifárias incidiriam sobre toda a energia consumida da rede.

Com base em cada uma das alternativas, foram calculados o *payback* e a difusão projetada de GD no horizonte entre 2020 e 2035. O cálculo do *payback* inclui uma análise dos custos e benefícios da GD sob a ótica dos consumidores gerais e daqueles que instalam os sistemas de MMGD (Figura 4.7). Cabe destacar, ainda, que a regulamentação da tarifa binômia era um tópico em discussão à época, e os cenários consideram sua implementação em 2025.

Figura 4.7. Custos e benefícios da GD sob a ótica dos consumidores

	Benefícios
--	-------------------

Consumidor com GD	• Pagamento evitado à distribuidora (valorado conforme alternativa) • Pagamento evitado de impostos (ICMS e Pis/Cofins)
	Custos • Custo de implantação do sistema • Custo de troca do inversor (no ano 13) • Custos de manutenção • Pagamento do custo de disponibilidade • Pagamento da contratação de demanda em sistemas para compensação remota
Consumidor geral	Benefícios • Energia evitada • Redução de perdas na distribuição • Redução perdas na transmissão • Redução da capacidade máxima do sistema • Pagamento de custo de disponibilidade • Contratação de demanda em sistemas para compensação remota
	Custos • Redução de mercado das distribuidoras

Fonte: ANEEL (2018)

A partir dos custos e benefícios apresentados, a AIR apresenta uma quantificação para todos os consumidores, considerando um Valor Presente Líquido (VPL) para cada uma das alternativas, para GD local e remota, com diferentes tipos de gatilho para modificação do sistema de compensação. A Tabela 4.3 sumariza alguns destes resultados.

Tabela 4.3. VPL (em milhões) e quantidade estimada de GD em diferentes cenários

Alternativa adotada	Modalidade	GD Local		GD Remota
	Gatilho	2020	2025	2020
Alternativa 0	VPL	-R\$4.734	-R\$4.734	-R\$68.077
	Qtd. GD (2035)	3.145.314	3.145.314	42.292
Alternativa 1	VPL	R\$8.025	R\$6.965	-R\$9.249
	Qtd. GD (2035)	2.173.936	2.313.128	15.632
Alternativa 2	VPL	R\$9.448	R\$8.511	-R\$3.358
	Qtd. GD (2035)	1.919.203	2.093.099	8.301
Alternativa 3	VPL	R\$10.197	R\$9.493	-R\$1.398

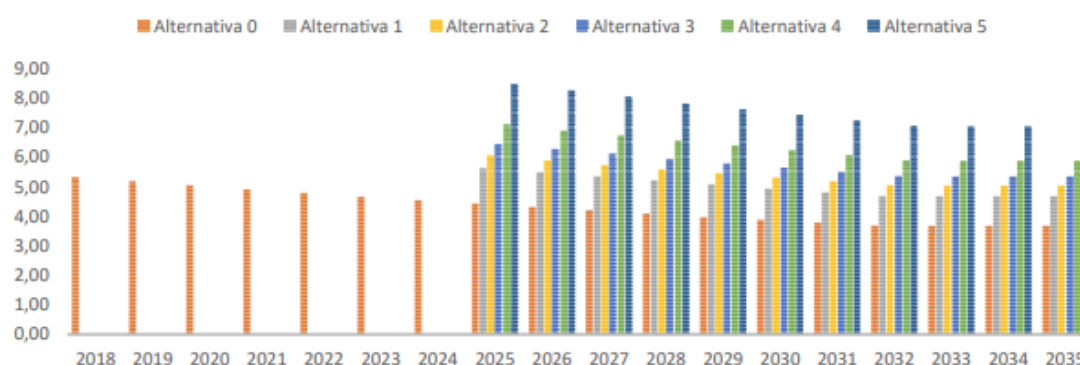
	Qtd. GD (2035)	1.691.524	1.896.020	2.803
<i>Alternativa 4</i>	VPL	R\$10.321	R\$10.101	-R\$1.236
	Qtd. GD (2035)	1.391.405	1.635.601	524
<i>Alternativa 5</i>	VPL	R\$8.709	R\$9.598	-R\$1.123
	Qtd. GD (2035)	920.503	1.222.367	524

Fonte: ANEEL (2018)

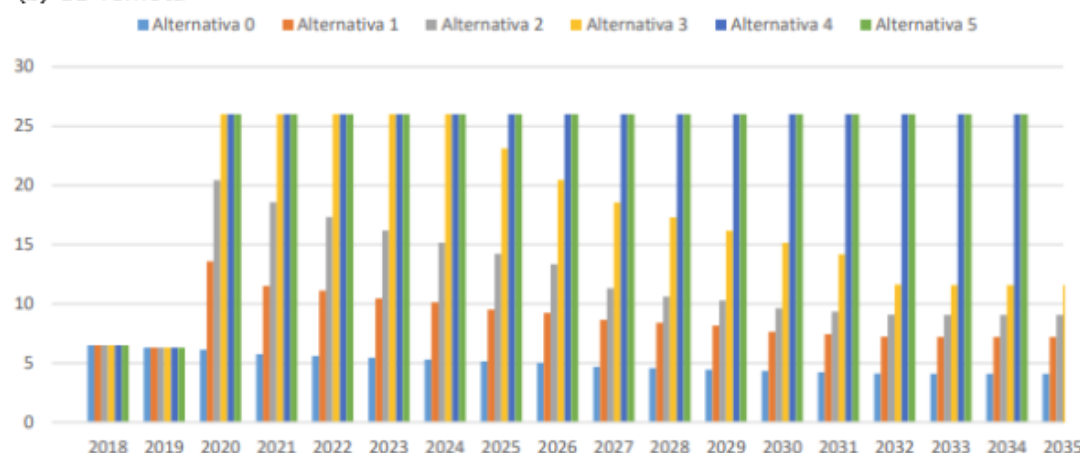
Conforme apresentado na tabela, a manutenção da Alternativa 0 para a GD local após os anos de 2020 ou 2025 (gatilhos para revisão da norma) resultariam em um custo de R\$ 4,7 bilhões para os demais consumidores, entre 2020 e 2035. A alteração para qualquer uma das alternativas, no entanto, apresenta VPL positivo. No caso da GD remota, a análise destaca que a manutenção da Alternativa 0 geraria impacto tarifário expressivo para o setor (mais de R\$ 68 bilhões), enquanto a aplicação das alternativas 3 a 5 teria impactos semelhantes (cerca de R\$ 1 bilhão), que devem ser ponderados com os benefícios. Por fim, em uma análise do *payback* (Figura 4.8), a Agência demonstra que para a GD local, ainda que a modificação da regra leve a um aumento no retorno do investimento, não há uma ruptura do mercado, que já estaria consolidado. Para a GD remota, haveria uma ampliação considerável do *payback* para patamares superiores à vida útil, o que tornaria o investimento mais rentável apenas a partir de uma redução de custos.

Figura 4.8. Análise da evolução do payback para GD local (a) e remota (b), para as alternativas 0 a 5

(a) GD local



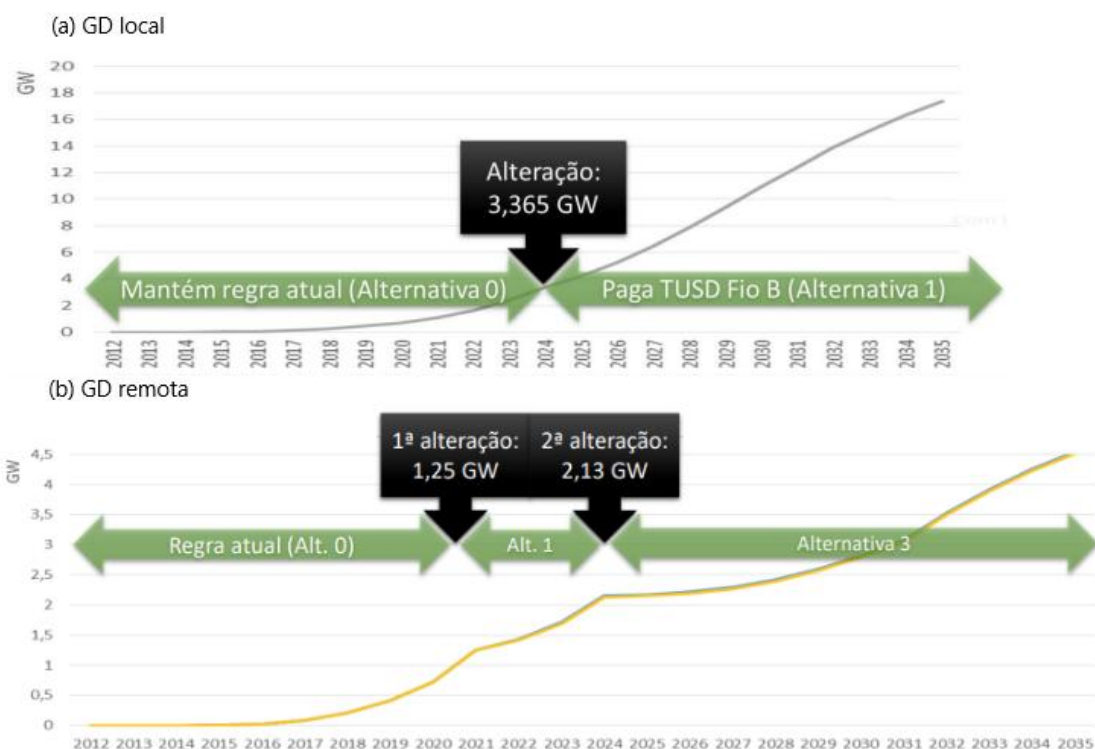
(b) GD remota



Fonte: ANEEL (2018)

A discussão que se colocava naquele momento era, portanto, sobre a revisão da norma – já prevista na REN 687/2015 – de modo a garantir um VPL não negativo para os consumidores, sem inviabilizar o desenvolvimento da GD. A definição de um gatilho (ou seja, o momento adequado para alteração do modelo), seja por data ou por quantidade de potência instalada, também foi discutido no âmbito da AIR. A análise da AIR resultou na sugestão (pela área técnica da Agência) da mudança para a alternativa 1 (no caso da GD local) ou 3 (para a GD remota) após gatilho de potência. A Figura 4.9 apresenta a evolução estimada da GD local e remota após os gatilhos e revisão do sistema de compensação. Em seguida, o Quadro 4.1 detalha os cenários.

Figura 4.9. Evolução estimada da GD local e remota com a revisão da norma



Fonte: ANEEL (2018)

Quadro 4.1. Síntese da proposta de evolução da regra de compensação da GD, segundo gatilhos de potência

GD local <i>Gatilho:</i> mudança para alternativa 1 (compensação de todas as componentes da tarifa, exceto a TUSD Fio B) quando o limite de GD local de 3,365 GW para o país, proporcionalizado para cada distribuidora, fosse atingido na concessionária onde o consumidor se localiza	
<i>Data de instalação</i>	<i>Modelo de compensação</i>
Consumidores que instalarem GD para compensação local até o fim de 2019	Alternativa 0 aplicável por 25 anos, contados a partir da conexão
Consumidores que instalarem GD para compensação local entre 2020 e o acionamento do gatilho	Alternativa 0 durante os 10 primeiros anos de conexão, seguida de alteração para Alternativa 1
Consumidores que instalarem GD para compensação local após o gatilho	Aplicação da Alternativa 1
GD remota <i>Gatilho:</i> primeira mudança para alternativa 1 (compensação de todas as componentes da tarifa, exceto a TUSD Fio B) quando o limite de GD remota de 1,25 GW para o país, proporcionalizado para cada distribuidora, fosse atingido na concessionária onde o consumidor se localiza. Em seguida, mudança para alternativa	

3 (compensação de todas as componentes da tarifa, exceto a TUSD Fio A, a TUSD Fio B e os Encargos) quando o gatilho de potência nacional de 2,13 GW for atingido.	
<i>Data de instalação</i>	<i>Modelo de compensação</i>
Consumidores que instalem GD para compensação remota até o fim de 2019	Alternativa 0 aplicável por 25 anos, contados a partir da conexão
Consumidores que instalem GD para compensação remota entre 2020 e o acionamento do 1º gatilho (1,25 GW)	Alternativa 0 durante os 10 primeiros anos de conexão, seguida de alteração para a alternativa vigente (nesse caso, a Alternativa 3)
Consumidores que instalem GD para compensação remota entre o 1º gatilho (1,25 GW) e o 2º gatilho (2,13 GW)	Alternativa 1 durante os 10 primeiros anos de conexão, seguida de alteração para a Alternativa 3
Consumidores que instalem GD para compensação remota após o 2º gatilho (2,13 GW)	Aplicação da alternativa 3

Fonte: ANEEL (2018)

Em dezembro de 2020, foi publicada a Resolução nº 15 do CNPE, estabelecendo as diretrizes nacionais para políticas públicas voltadas à MMGD, quais sejam (MME, 2020):

- i. acesso não discriminatório do consumidor às redes das distribuidoras para fins de conexão de GD;
- ii. segurança jurídica e regulatória, com prazos para a manutenção dos incentivos dos atuais consumidores que possuem GD;
- iii. alocação dos custos de uso da rede e dos encargos previstos na legislação do Setor Elétrico, considerando os benefícios da MMGD;
- iv. transparência e previsibilidade nos processos de elaboração, implementação e monitoramento da política pública, com definição de agenda e prazos de revisão das regras para a GD; e
- v. gradualidade na transição das regras, com estabelecimento de estágios intermediários para o aprimoramento das regras para MMGD.

Considerando as contribuições recebidas na CP 25/2019, a determinação do TCU através do Acórdão nº 3063/2020 e as diretrizes emitidas pela Resolução CNPE nº 15/2020, a ANEEL emitiu a NT nº 30/2021, apresentando temas a serem considerados na minuta de resolução de revisão do SCEE (Quadro 4.2).

Quadro 4.2. Principais temas considerados na minuta de resolução

Tema	Contexto	Sugestão	Encaminhamento proposto
Armazenamento de energia associado à GD	Norma vigente e proposta da ANEEL não consideram a possibilidade de associação de armazenamento à GD. A utilização de baterias é possível no modo de operação ilhada, sem conexão com a rede.	Inserir no texto a possibilidade de associação de sistemas de armazenamento de energia à GD.	A regulamentação do tema exige a consideração de aspectos adicionais, a saber: i. A permissão de troca de energia do sistema de armazenamento com a rede viabilizaria a participação de geração de fontes não elegíveis no SCEE; ii. Requisitos técnicos de conexão necessários aos sistemas de armazenamento; e iii. Remuneração dos serviços prestados.
Divisão de central geradora	Norma vigente e proposta colocam identificação de casos de divisão de central geradora para enquadramento como MMDG sob responsabilidade da distribuidora.	Propostas: i. Estabelecer procedimento para caracterização dos casos. ii. Definir o atendimento da regra como responsabilidade do acessante; iii. Utilizar como critério o conceito de áreas contíguas, previsto na REN nº 247/2006⁶.	i. Cada interessado poderá instalar, no máximo, 5 MW de sistemas de MMDG em uma mesma subestação da distribuidora; ii. A distribuidora deverá identificar outras formas de divisão, inclusive podendo solicitar dados adicionais do acessante em caso de suspeita de divisão (item não previsto na regulamentação vigente); iii. Acessante, na ocasião da solicitação de acesso, deverá encaminhar uma autodeclaração atestando que o empreendimento não representa a divisão de uma central geradora; iv. Explicitar na norma as medidas a serem tomadas na identificação de divisão. Se no momento de acesso, distribuidora deverá solicitar adequação e, se não atendida,

⁶ A REN nº 247/2006 estabelece as condições para comercialização de energia elétrica de empreendimentos que utilizem fontes incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras com carga maior ou igual a 500 kW.

			negar adesão ao SCEE. Para sistemas já conectados, proceder com o refaturamento das unidades consumidoras.
Proposta para o SCEE			Para os sistemas cuja solicitação de acesso for formulada após publicação do novo regulamento: aplicação da alternativa 2 entre a publicação e 31/12/2024, seguida da aplicação da Alternativa 5. Para sistemas cuja solicitação for anterior, manutenção da Alternativa 0 (Regra atual) até 31/12/2030, a partir de quando se aplicaria a alternativa 5.
Comercialização de excedentes de energia	Norma vigente e proposta não abarcam essa possibilidade, por entender que o consumidor com MMGD é um consumidor cativo	Agentes sugerem a permissão à comercialização do excedente de energia, inclusive argumentando que pode não haver necessidade de alteração do arcabouço legal.	Para comercializar energia, o agente deve ser titular de uma concessão, permissão ou autorização do poder concedente. Para um gerador de pequeno porte comercializar energia, ele pode ser caracterizado como central geradora de capacidade reduzida, desde que não esteja conectado à rede de distribuição visando participação no SCEE.

Fonte: ANEEL (2021b)

Simultaneamente, cabe destacar, iniciava a tramitação na Câmara dos Deputados do Projeto de Lei nº 5.829/2019, que posteriormente viria a se tornar o Marco Legal da MMD (Lei nº 14.300/2022), publicado em 06 de janeiro de 2022. A Lei instituiu o SCEE e o Programa de Energia Renovável Social (PERS), com prazo de 180 dias para a ANEEL adequar sua regulamentação.

Para tal, a ANEEL instituiu a CP nº 51/2022, com o objetivo de regulamentar os itens da Lei que se referem ao SCEE e aos micro e minigeradores distribuídos – objetos da REN 482/2012 e da revisão no âmbito da CP nº 25/2019 (ANEEL, 2022b). Nessa linha, a CP apresenta propostas de regulamentação em diversos tópicos, dentre os quais destacam-se:

- i. Geração despachável: a central é considerada despachável quando seu combustível pode ser armazenamento para a produção de energia em determinados momentos (por solicitação do operador ou razões comerciais). Para fins do SCEE, são consideradas fontes despacháveis as hídricas, biomassa, biogás, solar fotovoltaica (associada com sistema de baterias com capacidade mínima de armazenamento igual a 20% da capacidade de geração mensal da central geradora) e centrais com cogeração qualificada. Este entendimento pode ser encontrado nos incisos X e XIII do Art. 1º da Lei, em que

“Art. 1º

X - fontes despacháveis: as hidrelétricas, incluídas aquelas a fio d'água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia, cogeração qualificada, biomassa, biogás e fontes de geração fotovoltaica, limitadas, nesse caso, a 3 MW (três megawatts) de potência instalada, com baterias cujos montantes de energia despachada aos consumidores finais apresentam capacidade de modulação de geração por meio do armazenamento de energia em baterias, em quantidade de, pelo menos, 20% (vinte por cento) da capacidade de geração mensal da central geradora que podem ser despachados por meio de um controlador local ou remoto;

.....

XIII - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras”

- ii. Formas de associação para geração compartilhada: inclui, conforme inciso X do art. 1º, o condomínio civil voluntário e edifícios, além de qualquer outra forma de associação civil, desde que instituída para esse fim e mantendo a vedação à comercialização de energia;
- iii. Solicitação de conexão e impactos no sistema⁷: A REN 1.000/2021 prevê que instalações do consumidor, incluindo MMGD, não podem provocar distúrbios ou danos ao sistema elétrico de distribuição, instalações e equipamentos elétricos (art. 44), de modo que, caso identificado o potencial prejuízo à qualidade do serviço a outros consumidores, as unidades consumidoras podem ser compulsoriamente conectadas em média tensão (art. 23, §1º). De forma complementar, a referida REN estabelece que todos os estudos, incluindo de conexão de MMGD, passam a ser responsabilidade da distribuidora. Se identificados problemas relacionados à presença de GD, deve ser ofertado ao consumidor a conexão em nível de tensão diferente; a limitação da injeção de energia, informando o máximo admissível que será reconhecido para fins da SCEE; limitação ou interrupção da injeção de energia em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica; alteração do ponto de conexão (no caso do autoconsumo remoto ou geração compartilhada); ou uso de funcionalidades nos dispositivos de interface com a rede que mitiguem os impactos;
- iv. Armazenamento de energia: sistemas com armazenamento ou híbridos (com mais de uma fonte de energia) passam a poder solicitar o orçamento de conexão junto à distribuidora, observada a regulação. O primeiro aspecto analisado pela Agência é a limitação da capacidade do sistema de armazenamento (em KWh) à produção do sistema de geração, para minimizar risco de uso da energia da rede para arbitragem. Assim, propõe-se adotar limite de 90% da produção estimada de energia das centrais geradoras como valor máximo da capacidade do banco de baterias;
- v. Usinas híbridas e serviços ancilares: A REN nº 945/2021 define a central geradora híbrida como instalação de produção de energia elétrica a partir da combinação de diferentes tecnologias de geração, objeto de outorga única. A REN nº 697/2015, por sua vez, trata da prestação de serviços ancilares por centrais geradoras de energia elétrica conectadas ao SIN, demandadas pelo ONS. Ambos os temas, portanto, contam com tratamento regulatório específico, mas que não são aplicáveis ao sistema de distribuição. Assim, a Agência sinalizou a necessidade de abertura de processos específicos para regulamentação dos

⁷ Segundo análise da ANEEL (2022b), a metodologia aplicada é, ainda que simplificada, baseada no conceito de *hosting capacity* (capacidade de hospedagem), que avalia a quantidade máxima de GD que pode ser suportada pela rede de distribuição sem prejudicar o sistema e demais usuários. A metodologia deverá ser aprimorada no futuro, conforme avaliado no âmbito da TS 11/2021.

temas. A contratação de MMGD para prestação de serviços ancilares às distribuidoras é previsto no art. 23 da Lei nº 14.300, segundo o qual

“Art. 23. A concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica poderá contratar serviços ancilares de microgeradores e minigeradores distribuídos, por meio de fontes despacháveis ou não, para beneficiar suas redes ou microrredes de distribuição, mediante remuneração desses serviços conforme regulação da Aneel.

Parágrafo único. A Aneel regulamentará o disposto no caput deste artigo quanto à contratação de serviços ancilares a ser realizada por meio de chamada pública, com vistas à melhoria da eficiência e da capacidade, à postergação de investimentos por parte da concessionária em suas redes de distribuição, bem como a ações que propiciem a redução do acionamento termelétrico nos sistemas isolados com o objetivo de reduzir o uso de recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).”

- vi. Sistemas de medição: a Lei estabelece que a distribuidora é a responsável técnica e financeira pelo sistema de medição no caso da microgeração, enquanto para a mini GD esse custo é de responsabilidade do interessado. A Agência destaca, ainda, que apesar das recorrentes discussões sobre a modernização do parque de medição, aproveitando a necessidade de substituição dos medidores para agentes com MMGD, entende-se ser oportuno aguardar diretrizes do CNPE sobre o tema, considerando o estágio da discussão de MMGD; e
- vii. Cobrança do custo de disponibilidade⁸: o § 2º do art. 16 da Lei nº 14.300/2022 estabeleceu uma redução de até 50% do custo de disponibilidade para microgeradores com compensação no mesmo local da geração e cujo gerador tenha potência instalada inferior a 1.200 W, cabendo à ANEEL estabelecer o valor da redução. A argumentação da Agência foi no sentido de que qualquer redução no custo de disponibilidade representa uma realocação ineficiente de custos, dado que o montante não pago não representa uma redução de custo para prestação do serviço. Assim, embora a Lei estabeleça a possibilidade de redução, a Agência entende que não há razão técnica para tal, e propõe uma redução nula levando em consideração o princípio da modicidade tarifária.

Cabe destacar o estabelecimento em Lei da regra de transição para o SCEE. O art. 26 da Lei 14.300 define que sistemas de MMGD já conectados ou com pedido de

⁸ A Lei nº 14.620/2023 alterou este §, que passou a vigorar com a seguinte redação: “O valor mínimo faturável aplicável aos participantes do SCEE inscritos no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal (CadÚnico), instituído pela Lei nº 8.742, de 7 de dezembro de 1993 (Lei Orgânica da Assistência Social), deve ter redução de no mínimo 50% (cinquenta por cento) em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes, conforme regulação da Aneel”.

conexão protocolado em até 12 meses após a publicação da Lei (ou seja, 07/01/2023) tem o benefício vigente estendido até o ano de 2045. Ou seja, a tarifa de fornecimento, em R\$/MWh, incide somente sobre o consumo líquido verificado no mês. É importante notar que é vedado o enquadramento nessa regra às unidades com sistemas de armazenamento instalados após o prazo de 12 meses de publicação da Lei, uma vez que estes são compreendidos como uma ampliação da capacidade do sistema de geração (ANEEL, 2022b).

Para as unidades consumidoras com solicitação de conexão posterior à definida no Art. 26, a transição segue o apresentado na Tabela 4.4.

Tabela 4.4. Regra de transição estabelecida no Art. 27 da Lei 14.300

Tipo de sistema	Ano	Pagamento
Sistemas de até 500kW (qualquer tipo), ou sistemas acima de 500kW de fontes despacháveis ou enquadrados como geração na própria carga, compartilhada ou em condomínio	2023	15% dos custos de distribuição
	2024	30% dos custos de distribuição
	2025	45% dos custos de distribuição
	2026	60% dos custos de distribuição
	2027	75% dos custos de distribuição
	2028	90% dos custos de distribuição
	2029	Regra final (todos os custos não associados à energia, abatidos os benefícios da GD)
Sistemas acima de 500kW em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto	Até 2028	100% dos custos de distribuição, 40% dos custos de transmissão, e 100% dos encargos P&D, EE e TFSEE
	2029	Regra final (todos os custos não associados à energia, abatidos os benefícios da GD)

Fonte: Adaptado de ANEEL (2022b)

A Lei 14.300/2022 cria, ainda, o Programa de Energia Renovável Social (PERS), que prevê investimentos na instalação de sistemas fotovoltaicos e de outras fontes renováveis, na modalidade local ou remota compartilhada, aos consumidores da subclasse residencial baixa renda, com uso de recursos do Programa de Eficiência Energética (PEE), fontes de recursos complementares ou de parcela de Outras Receitas das atividades exercidas pelas distribuidoras convertida para a modicidade tarifária nos processos de revisão (BRASIL, 2022).

Sobre o tema da sobrecontratação involuntária, segundo o qual as distribuidoras estariam expostas à redução de mercado em função da opção dos consumidores pela MMGD, a Lei 14.300/2022 incluiu o Art. 2º-D à Lei 10.848/2004, que estabelece que

“Os montantes de energia elétrica de excedentes das concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, em função da variação de mercado provocada pela geração distribuída, serão considerados exposição contratual involuntária”

Outro elemento tratado na referida Lei está no art. 28, que enquadró os projetos de MMGD como projetos de infraestrutura, elegíveis ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI)⁹. Em junho de 2024, a Portaria Normativa nº 78/GM do MME estabeleceu os procedimentos para pedido de enquadramento da MMGD nesse regime, cujo fluxo de processo para solicitação está apresentado na Figura 4.10.

Figura 4.10. Fluxo de processo para solicitação de enquadramento de minigeração ao REIDI



Fonte: Elaboração própria, a partir de MME (2024)

A referida portaria estabelece, ainda, o limite de referência para investimento em centrais de mini GD, para enquadramento no REIDI. Para as fontes solar fotovoltaica (incluindo flutuante) e térmica (de todos os tipos, incluindo cogeração qualificada), o limite é de R\$ 4 mil/kW de potência instalada. Já para as fontes hídrica (CGH) e eólica, esse limite é de R\$ 5 mil/kW e R\$ 4,5 mil/kW, respectivamente (MME, 2024).

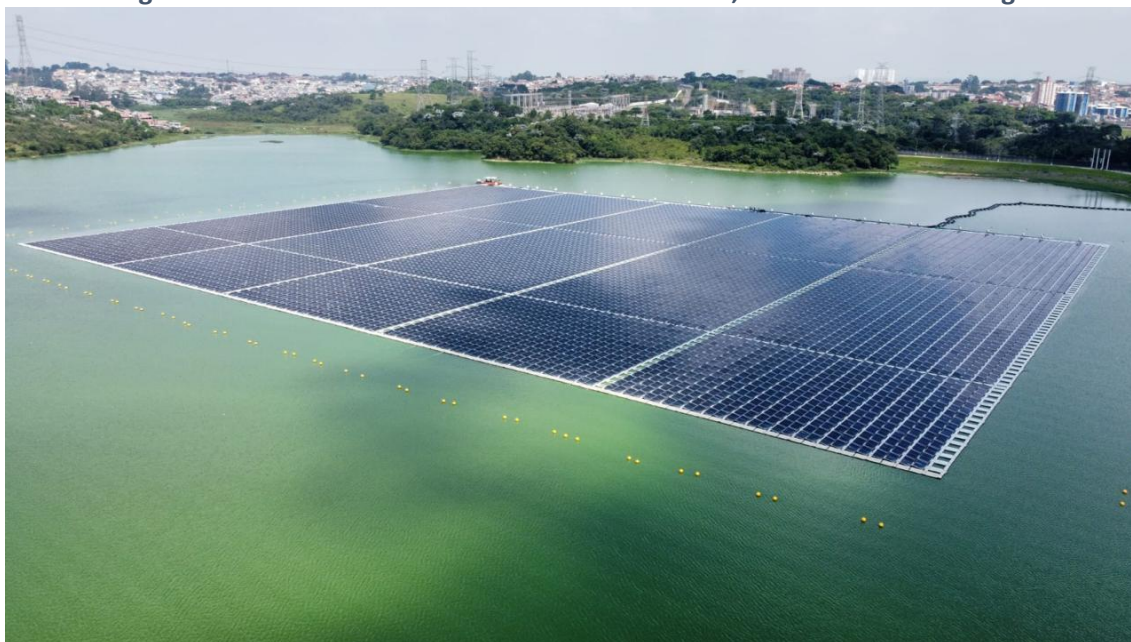
Apesar de ser uma tecnologia consolidada no SEB atualmente, a MMGD tem sido objeto de debate quanto a novas soluções e modelos de negócio, principalmente após a publicação do marco legal, em 2022. Nesse sentido, tem-se observado movimentos em três direções principais: o desenvolvimento de usinas fotovoltaicas flutuantes na modalidade de MMGD; o uso da MMGD como instrumento de justiça energética e redução de desigualdades, nos moldes da proposta do REBE e da inclusão no MCMV; e

⁹ O incentivo fiscal do REIDI corresponde à suspensão das contribuições para PIS (1,65%) e COFINS (7,6%) sobre as receitas decorrentes de aquisições de máquinas, equipamentos, materiais e serviços para o projeto habilitado (MDR, 2021).

a integração de sistemas de armazenamento junto à GD, o que amplia o rol de serviços a serem prestados por empresas.

No caso das usinas fotovoltaicas flutuantes – ou seja, painéis fotovoltaicos instalados sobre a superfície de lâmina d'água de reservatórios híbridos, represas e lagos, há previsão na Lei 14.300/2022 para a divisão do sistema, desde que cada usina tenha equipamentos e sistema de medição próprios, respeitando o limite de potência da MMGD. O principal projeto implementado no país é o da represa Billings (Figura 4.11), em São Paulo, com investimento inicial de R\$ 30 milhões e até 10 GWh/ano de geração, com 7 MWp de potência, e 5 MW de conexão, em 10.500 painéis, no modelo de MMGD (CETESB, 2024).

Figura 4.11. Usina fotovoltaica flutuante Araucária, no reservatório Billings



Fonte: CETESB (2024)

A análise da GD sob uma ótica social tem relação direta com a discussão de cooperativismo e o surgimento das comunidades de energia, que podem ser consideradas uma consequência do desenvolvimento de experiências em GD e a diversidade de modelos de negócio, sob diferentes formas de organização (SIQUEIRA; BERMAN, 2020). Ao mesmo, no caso brasileiro, há evidências de cooperativas e comunidades energéticas que, em suma, não preservam os princípios de envolvimento da comunidade e articulação social, mas tornam-se meios de comercialização de modelos de negócio *energy-as-a-service* (SIQUEIRA, 2023; GONZÁLEZ *et al*, 2023).

4.2. Armazenamento Distribuído

No período entre setembro de 2020 e março de 2021, a ANEEL abriu para participação da sociedade a TS 11/2020 com o objetivo de obter contribuições para as adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, no Sistema Interligado Nacional (SIN). A NT Nº 094/2020-SRG/ANEEL, que abriu a TS, apresentou tendências gerais acerca das tecnologias de

armazenamento na transição energética e os serviços que podem ser prestadas por elas, incluindo a experiência de países no que tange a alterações regulatórias.

A referida NT aponta, com base na literatura, um conjunto de questões regulatórias cuja definição é necessária para a inserção do armazenamento no setor:

- a. Definição precisa do que é um recurso de armazenamento;
- b. A garantia de neutralidade tecnológica, com foco não em favorecer a tecnologia, mas garantir a isonomia nas bases para competição com recursos tradicionais;
- c. Estabelecimento dos recursos de armazenamento como atividade concorrencial, instalados de forma isolada ou em conjunto com recursos de geração e consumo, com atuação das distribuidoras limitada e fiscalizada;
- d. Multiplicidade de receitas, garantindo a oferta e remuneração pelos serviços prestados em outros mercados além do atacadista (e.g. capacidade e serviços ancilares);
- e. Adaptação do papel das distribuidoras, que devem ser operadoras do sistema de distribuição, não restritas à atuação como gestoras de ativos físicos;
- f. Ajustes na regulação econômica do segmento de distribuição, incluindo sinalização econômica através de novos modelos tarifários;
- g. Definição do papel do agregador, agente responsável por viabilizar o acesso de pequenos consumidores às redes de distribuição e transmissão; e
- h. Desenvolvimento de projetos piloto e de P&D para teste

Foram recebidas contribuições de 36 agentes, consolidadas na NT nº 137/2022-SRG, que estabeleceu um *roadmap* para o debate e regulação dos diversos temas e subtemas afeitos ao armazenamento de energia, em três ciclos (Quadro 4.3). É importante ressaltar, no entanto, que a discussão regulatória nesse primeiro momento não especifica aplicações distribuídas para o armazenamento, ainda que algumas das questões apresentadas também se apliquem a estes sistemas de menor escala.

Quadro 4.3. Roadmap regulatório para temas de armazenamento

Ciclo	Tema	Subtemas
2023 – 2024 (1º semestre)	Armazenamento, com exceção de usinas hidroelétricas reversíveis (UHR) de ciclo aberto	• Conceito: especificações e características; • Outorga: Armazenamento junto ao Gerador, Armazenamento independente, casos de dispensa de outorga; • Acesso e uso da rede: CUST/D, MUST/D, TUST/D, sistema de supervisão e controle, e proteções;

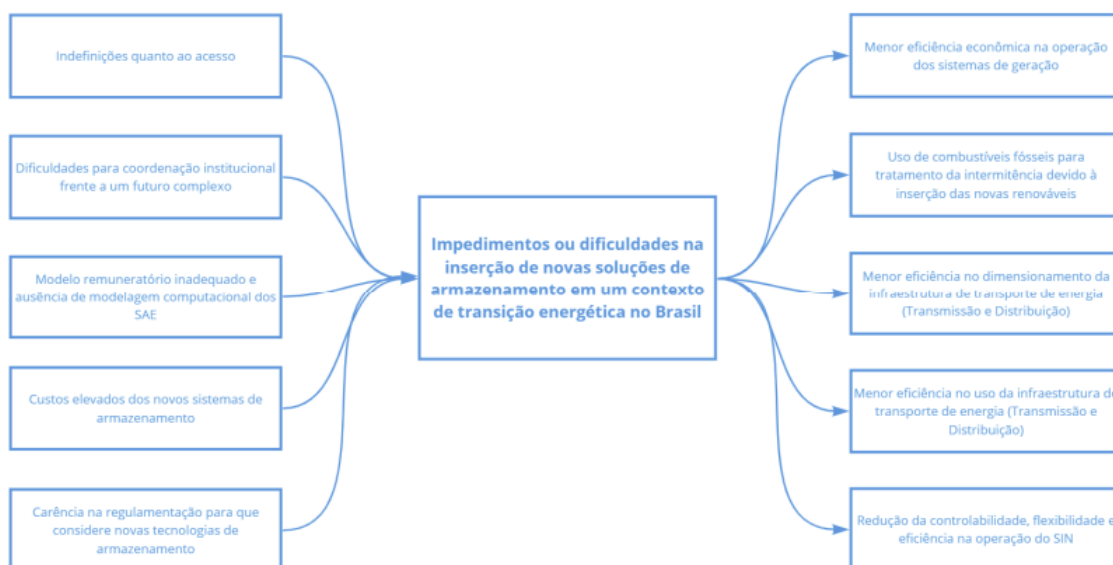
		• Acesso à comercialização: cadastro, medições, e aspectos de contabilização e liquidação; • Eventuais ajustes para retirada de barreiras regulatórias: Serviços Ancilares, Leilões de Capacidade, Resposta da Demanda, e Leilões Sistemas Isolados.
2º semestre 2024 – 2025	UHR Ciclo Aberto e Sandbox Regulatório	• Ajustes finais nas instruções de Armazenamento, com exceção das UHR de ciclo aberto: instruções nos Procedimentos de Rede e nas Regras de Comercialização. Usinas Hidrelétricas Reversíveis de ciclo aberto: • Estudo de inventário e questões de aproveitamento ótimo. Avaliação sobre Sandboxes Regulatórios: • Flexibilização, no que couber, a respeito do “empilhamento de receitas” (<i>value stacking</i>).
2026 – 2027 (1º semestre)	Novos modelos de negócio	• Ajustes finais nas instruções das UHR de ciclo aberto: instruções nos Procedimentos de Rede e nas Regras de Comercialização. Novos modelos de negócios: • Redução de curtailment e constrained-off; • Definições sobre o “empilhamento de receitas” (<i>value stacking</i>); • Agregadores dos serviços correlatos; e

		• Simulação nos modelos computacionais: impactos na programação da operação e na formação de preço de curto prazo
--	--	---

Fonte: ANEEL (2022)

Em julho de 2023, a NT nº 61/2023-SGM-SCE-STD-STE abriu a CP 039/2023, com o objetivo de coletar subsídios para Análise de Impacto Regulatório (AIR) referente ao primeiro ciclo do *roadmap* (vide Quadro 4.3). O problema regulatório definido foi: “Impedimentos ou dificuldades na inserção de novas soluções de armazenamento em um contexto de transição energética no Brasil”. O relatório da AIR nº 1/2023-SGM-SCE-STD-STE apresenta as causas e consequências do problema regulatório, como apresentado na Figura 4.12, que serão detalhados a seguir.

Figura 4.12. Diagrama das causas e consequências do problema regulatório



Fonte: ANEEL (2023a)

As duas primeiras dificuldades estão associadas à ausência de uma definição clara para os recursos de armazenamento, incluindo aspectos relacionados ao acesso e cobrança do uso da rede e uma caracterização comum a ser utilizada nas análises das entidades do arcabouço institucional. De forma mais específica, a dupla cobrança pelo uso da rede, haja vista que o sistema atua ora como gerador (injetando potência), e ora como consumidor (absorvendo-a), é uma barreira que diversos países têm removido através de aprimoramentos regulatórios. A título de exemplo, a AIR apresenta a análise da PSR e GIZ sobre a experiência internacional, em que

“(...) alguns países como Alemanha isentam o SA (sistema de armazenamento) dessas taxas nos primeiros 10 anos, mas essa prática contra a medida de retirada de subsídios presente na PLS 232/2016. No NYISO, é cobrada somente a taxa dos consumidores, e os SA pagam somente ao retirarem energia da rede. Em contraste, na Itália as retiradas de energia que são isentas da taxa, sendo cobrado somente a parcela pela injeção

de potência na rede. E por fim, a taxa da Espanha possui um cálculo que leva em conta o quanto o SA injeta e uma parcela que representa as perdas no processo da retirada de energia (...). Ao cobrar a parcela de geração, esse modelo cobre a instalação do SA em um sistema híbrido, no qual a recarga de energia pode ser feita sempre do gerador, e nesse caso existiria somente injeção de potência do SA na rede.” (ANEEL, 2023a)

Em seguida, o desafio da remuneração esteve presente em grande parte das contribuições no âmbito da TS 11/2020, com destaque para a necessidade de neutralidade tecnológica na prestação de serviços aos mercados e a identificação correta de novas necessidades sistêmicas, como a flexibilidade. Nesse caso, como destacado pela PSR (2020) e apresentado pela ANEEL (2023a), o Brasil possui mercados diferentes (e menos instrumentos) do que a experiência internacional, muito em função da matriz com predominância hidroelétrica, que historicamente permitiu que os serviços ao sistema estivessem internalizados e não individualizados de forma explícita. O Quadro 4.4 apresenta a estrutura de serviços ao sistema, provedores possíveis e a remuneração aplicável no caso do Brasil.

Quadro 4.4. Estrutura de serviços e remunerações vigentes no caso brasileiro

Serviço	Provedor	Remuneração
<i>Fornecimento de energia elétrica</i>		
Mercado de curto prazo	Agentes de geração	Preço em R\$/MWh em mercado competitivo, com limites: $PLD_{min} = R\$ 69,04/MWh$ $PLD_{max_horário} = R\$ 1.404,77/MWh$
Contratos de energia (regulados ou livres)	Agentes de geração	Preço em mercado competitivo, conforme resultado de leilão regulado ou negociação bilateral livre
<i>Serviços Ancilares</i>		
Controle primário de frequência	Todos os geradores	Sem contrato de prestação de serviços ancilares (CPSA), sem remuneração (requisito)
Controle secundário de frequência	Hidrelétricas	Por meio de CPSA, R\$ 64.483,22/ano
Suporte de reativos sem fornecimento de potência ativa	Unidades geradoras enquanto operem como compensador síncrono e geradores despachados centralizadamente	Por meio de CPSA, TSA = R\$ 9,02/MVAr-h

Suporte de reativos durante fornecimento de potência ativa	Todos os geradores	Sem CPSA, sem remuneração (requisito)
Autorrestabelecimento total	Hidrelétricas	Por meio de CPSA, R\$ 48.362,40/ano
Autorrestabelecimento parcial	Hidrelétricas	Sem CPSA, sem remuneração (requisito)
Despacho complementar para manutenção de reserva de potência operativa	Termelétricas	Oferta de preços limitado a 130% do CVU mais recente
<i>Serviços de Capacidade</i>		
Capacidade na forma de Energia	Termelétricas	Por meio de CER modalidade disponibilidade, preço em R\$/MWh em leilão competitivo, média de R\$ 444,00/MWh em 2022
Capacidade na forma de Potência	Termelétricas	Por meio de CRCAP modalidade disponibilidade, preço em R\$/MW.ano em leilão competitivo, média de R\$ 824.553,83/MW.ano em 2021
<i>Resposta da demanda</i>		
Resposta da Demanda com aviso de acionamento para o dia seguinte (D-1)	Consumidores livres, agregadores de cargas	Preço em R\$/MWh em mercado competitivo
<i>Função de transmissão</i>		
Receita anual permitida	Agentes transmissores	Taxa regulatória de remuneração do capital – transmissão = 10,9978%

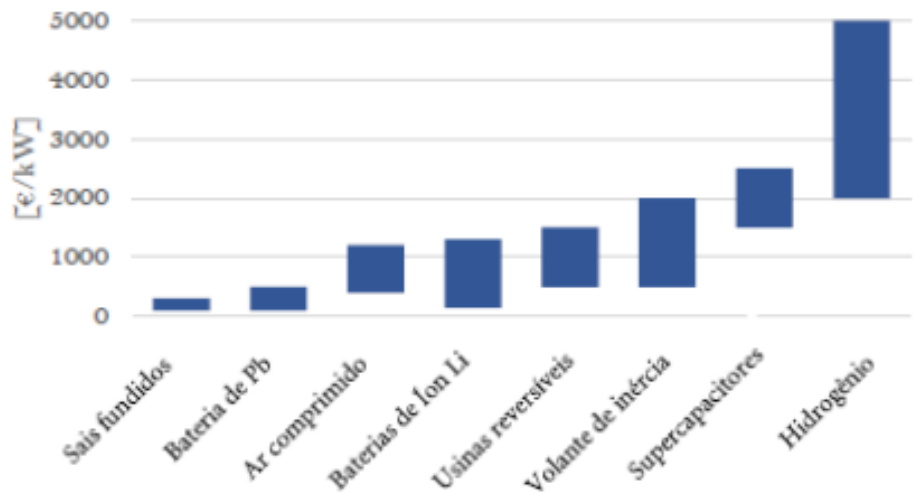
Fonte: ANEEL (2023a)

Assim, como argumenta a ANEEL (2023a), a principal fonte de valor para o gerador é a venda da energia, lastreado em sua garantia física, enquanto as demais receitas são significativamente inferiores. Como os sistemas de armazenamento não possuem garantia física, não há viabilidade econômica para esta tecnologia na prestação de serviços tal como estruturados atualmente.

Esse desafio possui relação direta com o custo de capital associado aos sistemas de armazenamento. Apesar da tendência de redução de custos, estes sistemas ainda apresentam custos elevados e que variam consideravelmente a depender da tecnologia (Figura 4.13). Além disso, considerando aplicações distribuídas e associadas à MMGD,

há uma significativa influência das economias de escala no custo final de implantação, como mostra a Figura 4.14.

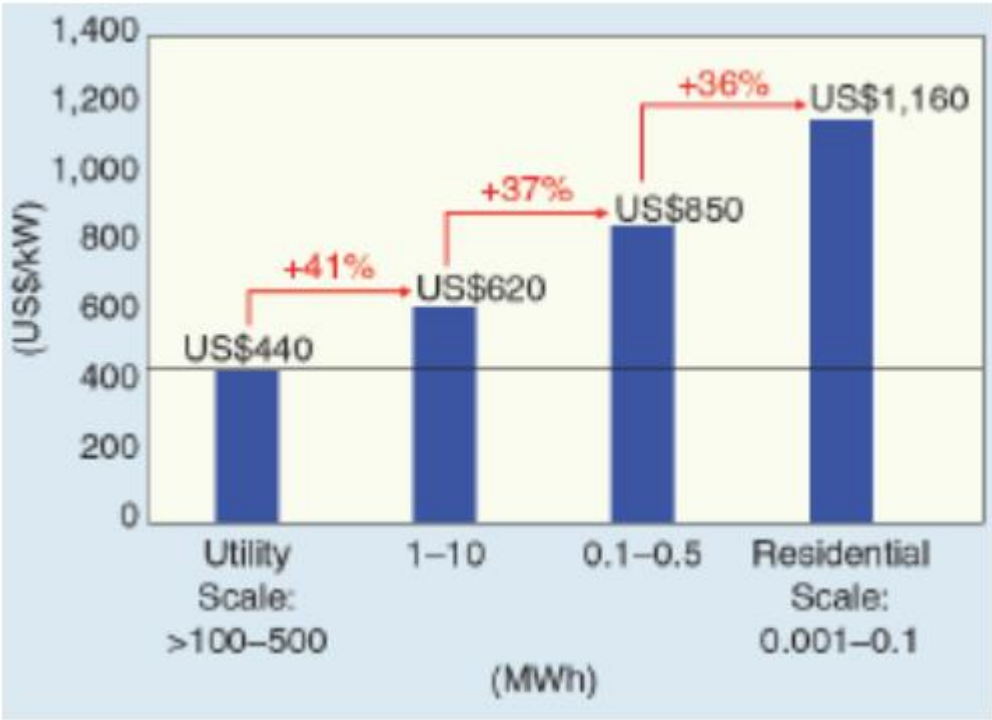
Figura 4.13. Custos de capital de sistemas de armazenamento por capacidade de potência máxima (€/kW)



Fonte: GIZ e PSR (2020) *apud* ANEEL (2023a)

Por fim, a última causa refere-se à ausência de regulamentação específica para sistemas de armazenamento, que são pouco – ou não são – citados em instrumentos normativos, procedimentos de rede e relatórios setoriais. Segundo a análise da ANEEL (2023a), essa lacuna amplia a percepção de risco dos agentes, o que se traduz também na escassez de casos de sistemas de armazenamento outorgados e operacionais.

Figura 4.14. Impacto das economias de escala nos sistemas de armazenamento



Fonte: GIZ e PSR (2020) *apud* ANEEL (2023a)

No período recente, a associação do armazenamento aos sistemas de GD é uma tendência regulatória e de política pública já observada na experiência internacional (RAMOS, 2021). Como este é um mercado ainda incipiente, uma análise mais ampla das oportunidades para os sistemas de armazenamento no país pressupõe a recuperação de aplicações possíveis da tecnologia (Quadro 4.5), caracterizada por flexibilidade operativa e comercial – que, por conseguinte, enfrenta barreiras para a prestação de múltiplas atividades pela própria estrutura do setor elétrico, com separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização (ABSOLAR; RegE, 2021).

Quadro 4.5. Principais aplicações de recursos de armazenamento no setor elétrico

Classe	Aplicação	Proposta de valor	Tecnologias
Mercado de energia	Arbitragem de preço	• Mitigação do risco de exposição financeira • Receitas eventuais com arbitragem de preço • Otimização do uso da rede	• Hidrelétricas reversíveis • Baterias eletroquímicas • Ar comprimido • Hidrogênio
	Integração de renováveis (<i>capacity firming</i> e <i>solar clipping</i>)		
	Despacho ótimo da geração		
Mercado de capacidade	Suprimento de reserva de capacidade	• Mitigação dos riscos de corte de carga (<i>blackout</i>) e de geração (<i>curtailment</i>) • Redução do custo de operação do sistema	• Hidrelétricas reversíveis • Baterias eletroquímicas • Ar comprimido - Hidrogênio
Serviços ancilares	Regulação de frequência	• Mitigação dos riscos de corte de carga (<i>blackout</i>) e de geração (<i>curtailment</i>) • Redução do custo de operação do sistema	• Hidrelétricas reversíveis • Baterias eletroquímicas • Ar comprimido • Hidrogênio • <i>Flywheel</i> • Supercapacitor
	Suporte de reativos		
	Reserva operacional		
	Auto-restabelecimento (<i>black start</i>)		
Redes de energia (transmissão e distribuição)	Postergação de investimento	• Redução do custo de operação do sistema • Redução da frequência e	• Baterias eletroquímicas • Hidrogênio
	Gerenciamento de congestionamento		
	Ampliação da flexibilidade		

	operativa e do nível de carregamento	duração de interrupções	
Consumo	Corte de pico de demanda (<i>peak shaving</i>)	• Redução do custo do consumo de energia • Redução dos custos de conexão e de contratação de demanda	• Baterias eletroquímicas • Sistemas de armazenamento térmicos (frio e calor)
	Gerenciamento de carga (<i>load shifting</i>)		
	Aumento de confiabilidade da energia		
	Aumento de qualidade da energia		
Sistemas isolados	<i>Stand alone</i>		
	Complementação de renováveis		
	Complementação de diesel		

Fonte: ABSOLAR e RegE (2021)

Em uma consulta a agentes setoriais através de entrevistas semiestruturadas sobre as perspectivas para o armazenamento distribuído no setor elétrico brasileiro, foram identificadas as seguintes percepções:

- Em relação às aplicações, a mais imediata é o uso de sistemas de armazenamento para a substituição do diesel nos sistemas isolados, que já apresenta viabilidade econômica em alguns casos, como analisado pela EPE (2024);
- Uma das principais aplicações potenciais no horizonte futuro é a de suporte à transmissão e distribuição, tendo o caso da Isa CTEEP como principal referência;
- Potencial, ainda incerto, na prestação de serviços ancilares. Ainda assim, entende-se que o Brasil possui particularidades em relação ao resto do mundo, sobretudo pelas vantagens das usinas hidrelétricas na prestação destes serviços;
- A exemplo de outros países, a presença do *net metering* é inibidora da difusão de sistemas de armazenamento, dado que a energia injetada é “armazenada” pela rede, com compensação quase integral.

No âmbito do GT de modernização do setor elétrico, inclui-se o grupo temático de Inserção de Novas Tecnologias, que analisou, dentre outros temas, as soluções de armazenamento (incluindo usinas hidrelétricas reversíveis, baterias e hidrogênio) e os RED.

Na visão sobre os RED e, especificamente, sobre a GD, o desafio que se coloca é o de “criar condições que estimulem a difusão da GD nos locais que tragam maior valor ao sistema, e que ao mesmo tempo não onerem outros consumidores e que não comprometam a continuidade dos serviços de distribuição” (MME, 2019, p. 46).

No caso do armazenamento atrás do medidor, destacam-se aplicações como a prestação de serviços a nível do consumidor, como a arbitragem (à medida em que se tem sinais tarifários eficientes), a melhoria da qualidade da energia e o serviço de backup, como observado na experiência internacional. No caso brasileiro, especificamente, uma aplicação destacada, tal como mencionado na última seção, é na substituição de geradores a diesel que operam no horário de ponta (MME, 2019).

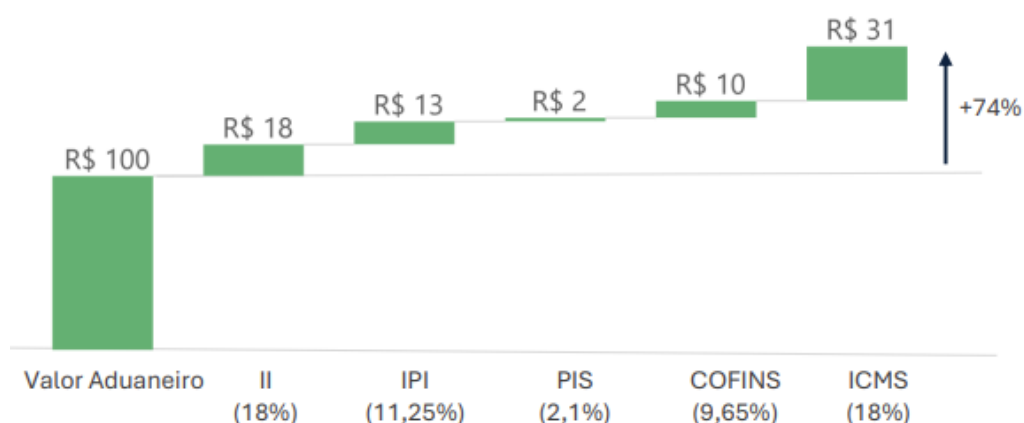
Em resumo, o diagnóstico do GT de modernização do setor elétrico era de que

“No Brasil, o uso de sistemas de armazenamento de energia ainda é incipiente, com projetos de pesquisa conduzidos entre concessionárias, institutos de pesquisa e a academia, além de aplicações de menor porte em sistemas isolados. O desenvolvimento e implementação de tecnologias de armazenamento de energia de grande porte requer um esforço conjunto de P&D, além de ações regulatórias e a aplicação de políticas industriais para desenvolver o mercado” (MME, 2019, p. 20).

Durante as entrevistas, os agentes também apontaram os principais desafios para este mercado, sendo estes:

- i. a ausência de arcabouço regulatório sobre o armazenamento de energia, o que limita as possibilidades de negócio;
- ii. custos, de modo que a viabilidade econômica pressupõe uma redução do CAPEX destes sistemas;
- iii. a ausência de uma cadeia produtiva nacional e a necessidade de importação, sob a qual a incidência de tributos é expressiva (Figura 4.15).

Figura 4.15. Efeito tributário sobre o preço de um sistema de baterias de lítio importado (exemplo com base R\$ 100)



Fonte: EPE (2024)

Essa análise é convergente com a visão apresentada por Zornitta (2023), segundo a qual três fatores podem justificar a ausência de uma adoção ampla de sistemas de armazenamento de energia: o custo, a lacuna regulatória em torno desta pauta e a

ausência de metas claras relacionadas à implantação dos sistemas. Esses fatores possuem relação direta com a trajetória regulatória adotada por outros países na construção de estratégias para estímulo à difusão dos SAE, a serem analisadas em etapa posterior deste *roadmap*.

A análise de custos foi objeto do primeiro relatório deste RT. Nele, identificamos que os custos iniciais dos SAE, sobretudo em aplicações distribuídas, são altos, mas tendem a apresentar redução nos próximos anos de forma significativa (próximo de 60% ao longo do decênio). Ainda assim, a carga tributária sobre os SAE é elemento que impacta a viabilidade dos equipamentos importados, considerando, nessa análise, a ausência de uma cadeia nacional de fornecimento de baterias em escala correspondente à demanda.

Sob uma ótica regulatória, a viabilização destes sistemas pressupõe a existência de sinais de preço, que indiquem a necessidade do sistema; e a remuneração dos SAE, inclusive com o empilhamento de receitas – ou seja, a previsão de receitas pela prestação de diferentes serviços. Estes pontos são também apresentados no diagnóstico do GT de modernização do setor elétrico, em que se destaca a necessidade da precificação horária para revelar recursos flexíveis e a participação no mercado de energia, que pode ser realizada diretamente ou através de um terceiro, como um agregador independente (MME, 2019).

4.3. Temas correlatos e transversais

Apesar de ter origem no início da década de 2010, como apresentado nas seções anteriores, a discussão sobre a difusão dos RED e impactos no setor elétrico tem se intensificado no bojo do debate sobre a modernização do setor elétrico, que foi objeto do Grupo de Trabalho (GT) e do Comitê instituídos pelas Portarias nº 187 e nº 403 do MME, em 2019. O GT teve duração de 180 dias e incluiu representantes de diversas instituições setoriais e consultas à sociedade, com o objetivo de desenvolver um plano de ação e propostas de atos normativos associados à modernização. Foram sistematizadas 88 ações de curto, médio e longo prazos, em 15 frentes de atuação.

Em 2021, a ANEEL abriu a Tomada de Subsídios nº 11/2021, que versou sobre propostas de modelos regulatórios para a inserção de recursos energéticos distribuídos, incluindo resposta da demanda, usinas virtuais e microrredes. No anexo da TS foram divulgados relatórios das consultorias Siglasul e PSR, que fizeram uma análise sobre (i) o estado da arte sobre RED, impactos no sistema elétrico e principais modelos de negócio; (ii) experiências internacionais na regulação técnica e econômica de países como Alemanha, Austrália, Reino Unido, Espanha, Itália, Estados Unidos (Califórnia e Nova Iorque), Índia, Colômbia, Chile e México; e (iii) proposta de modelos regulatórios aplicáveis ao Brasil.

A TS 11/2021 identificou, ainda, as barreiras identificadas ao desenvolvimento dos RED. O primeiro deles é a ausência de um comando regulatório para a instalação de medidores inteligentes na baixa tensão, o que permitiria uma comunicação

automatizada e a apuração de grandezas como demanda e energia reativa, com granularidade horária (ANEEL, 2021a).

Outro aspecto relevante para a difusão de sistemas de armazenamento é a presença de sinais de preço adequados. No caso do armazenamento em larga escala, o desenho de mercado adequado e presença de sinais eficientes são essenciais. Para o distribuído, por sua vez, o desenho tarifário e a adoção de estruturas com diferenciação horária e locacional têm impacto direto nos incentivos à adoção e na percepção de benefícios pelos consumidores (PSR, 2020).

Esse desafio já havia sido identificado pela EPE, na Nota de Discussão “*Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético*”, de 2018, em que se identificou que

“o principal desafio para a inserção eficiente de RED no Brasil está relacionado ao modelo de tarifação da energia elétrica atualmente vigente no país. Isto porque tarifas volumétricas (baseada exclusivamente no consumo em kWh, no caso da baixa tensão), sem granularidade temporal e sem o devido sinal locacional não permitem sinalização econômica para que a inserção dos RED seja adequadamente valorada e revertida em benefícios sistêmicos” (EPE, 2018, p. 4).

Na análise da TS 11/2020 sobre sistemas de armazenamento, a ANEEL (2023a) apresentou, em sua discussão sobre as lacunas da regulamentação, o desconhecimento dos agentes sobre normas já em vigor que se aplicam à tecnologia. Exemplos são a REN 1.040/2022, sobre resposta da demanda, que permite que consumidores recebam receitas para reduzir seus perfis de consumo; e a REN 1.016/2022, que viabiliza a instalação de sistemas de armazenamento que sejam mais eficientes do que a geração termelétrica em sistemas isolados, com compartilhamento de ganhos com os consumidores.

Em 2024, o Decreto Nº 12.068 regulamentou a licitação e a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica. Dentre os elementos que farão parte dos novos contratos, é possível observar convergências com algumas das discussões apresentadas ao longo do relatório. Destaca-se, dentre as novidades trazidas pelo Decreto:

- a. A flexibilidade normativa para a definição do regime de regulação econômica que melhor se adapte à evolução do segmento de distribuição, facultado à ANEEL promover o reconhecimento de custos de capital e de operação entre revisões tarifárias, de modo a favorecer a modernização dos serviços;
- b. A autorização para a concessionária exercer outras atividades empresariais ou oferecer novos serviços aos usuários, por sua conta e risco, que devem favorecer a modicidade tarifária e ser previamente autorizados pela ANEEL;
- c. A flexibilidade contratual para que serviços que possam ser ofertados de modo concorrencial sejam facultados a outros agentes, desde que observada a economicidade na prestação do serviço;

- d. A separação contábil, para fins regulatórios, dos serviços a serem prestados inicialmente pela concessionária que sejam futuramente passíveis de serem prestados em ambiente competitivo por outros agentes setoriais;
- e. A possibilidade de que tarifas homologadas pela ANEEL sejam diferenciadas para áreas de elevada complexidade no combate às perdas não técnicas e de elevada inadimplência; e
- f. A possibilidade de que a ANEEL defina diferentes tipos de tarifas em função de critérios técnicos, locacionais e de qualidade.

Não obstante, um dos últimos atos legislativos sobre o tema foi o Decreto 12.084/2024, que institui o Programa Energia Limpa, no âmbito do Programa Minha Casa Minha Vida (MCMV), a fim de promover a implantação de geração elétrica renovável para unidades habitacionais do MCMV nas faixas Urbano 1 e 2 e Rural 1¹⁰, considerados subclasse residencial Baixa Renda. Dentre os destaques da Lei, estão as diretrizes de que a contratação dos investimentos no Programa deve ocorrer de acordo com metas anuais regionalizadas que equilibrem as modalidades local e remota de MMGD, com o objetivo de minimizar impactos nos demais consumidores (art. 6º) e que o eventual excedente poderá ser adquirido pela distribuidora ou comercializado com órgãos públicos, conforme disposto na Lei 14.300/22 (Art. 10).

Por fim, no âmbito da participação social e processo de consultas à sociedade promovido pela ANEEL, a TS 11/2024, aberta em junho de 2024, objetiva coletar subsídios para definição dos assuntos e ações regulatórias necessárias para modernização das tarifas de distribuição, visando a construção de um *roadmap* sobre o tema. A NT 95/2024-STR/ANEEL, que acompanha a TS, coloca a modernização de tarifas como subtema do tópico de RED (Figura 4.16), sobretudo no que tange a mudança do consumidor em direção ao chamado “prosumerismo” e os aspectos do planejamento (ANEEL, 2024a).

Figura 4.16. Da economia verde à modernização de tarifas

¹⁰ As faixas definem o enquadramento das famílias de acordo com a renda familiar bruta mensal (para áreas urbanas) ou anual (para rurais). A faixa 1 corresponde a uma renda de até R\$2.640/mês (urbana) ou R\$ 31.680/ano (rural), e a faixa 2 urbana equivale ao intervalo entre R\$2.640/mês e R\$4.400/mês, atualizadas anualmente (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2023).

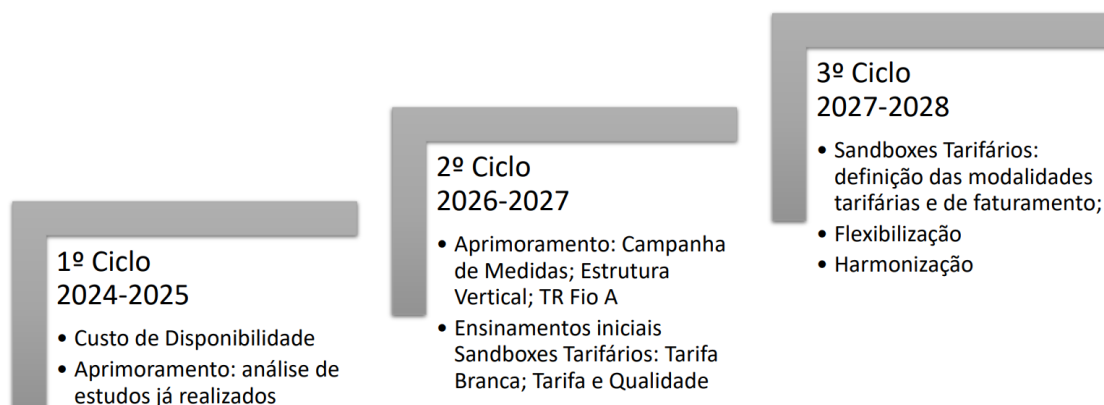


Fonte: ANEEL (2024a)

Tal como na proposta de Roadmap de armazenamento de energia, o Roadmap de modernização tarifária proposto pela TS 11/2024 é dividido em três ciclos, com perspectiva de conclusão em 2028 (Figura 4.17). Dado que, no âmbito do Sandbox Tarifário¹¹, há projetos de P&D em andamento sobre alternativas de modalidades tarifárias, o 1º ciclo independe dos seus resultados, e versa sobre o custo de disponibilidade e a avaliação de outras opções de faturamento mínimo, mais adaptadas à nova realidade setorial (ANEEL, 2024a). Não obstante, objetiva-se internalizar estudos já realizados de ações classificadas como aprimoramentos.

Figura 4.17. Proposta de roadmap de modernização tarifária

¹¹ A REN nº 996/2021 regulamentou o desenvolvimento e a aplicação de projetos-pilotos e estudos para experimentação de novas modalidades tarifárias ou formas de faturamento da conta de energia elétrica, que ocorrem em ambiente controlado (*sandboxes*), voltados aos consumidores de Baixa Tensão (consumo residencial).



Fonte: ANEEL (2024a)

O 2º ciclo, por sua vez, busca endereçar os aprendizados iniciais dos Sandboxes em temas que não estão atrelados às modalidades de faturamento e tarifárias, além de avaliar aprimoramentos em temas já discutidos. Já no terceiro ciclo, temas mais complexos serão analisados (modalidades tarifárias e de faturamento), como resultado dos Sandboxes, além das interfaces dessas mudanças com a definição de tarifas e receitas regulatórias (ANEEL, 2024).

Alguns dos desafios e oportunidades mencionados têm sido objeto de debates que excedem o domínio do regulador. Exemplos são os projetos de lei que versam sobre o tema do armazenamento, como o PL 414/2021, que propõe a separação entre lastro e energia, abrindo a possibilidade para o armazenamento fornecer lastro; o PL 1.224/2022, que estabelece a criação de um agente armazenador e comandos regulatórios essenciais para seu funcionamento, como a definição dos serviços que podem ser oferecidos pelos SAE (ZORNITTA, 2023); e o PL 624/2023, que institui o Programa Renda Básica Energética (REBE), com o objetivo de instalar MMGD, preferencialmente fotovoltaica, sobretudo em áreas rurais, flutuantes em lâmina d'água de reservatórios de hidrelétricas e no âmbito do MCMV, para garantir acesso à eletricidade a famílias em situação de vulnerabilidade social, em substituição à Tarifa Social de Energia Elétrica. O PL prevê o gerenciamento da MMGD pela ENBpar ou contratação de cooperativas ou associações e condomínios por meio de licitação específica (SENADO FEDERAL, 2024).

Outro importante comando legal é a Emenda Constitucional (EC) nº 132/2023, promulgada em 20 de dezembro, que versa sobre a Reforma Tributária, com foco na simplificação do sistema tributário nacional. Em linhas gerais, a EC elimina gradualmente os tributos atuais (PIS, COFINS, IPI, ICMS e ISS) por novos tributos, intitulados Contribuição Sobre Bens e Serviços (CBS), Imposto Seletivo e Imposto Sobre Bens e Serviços (IBS), com alíquota uniforme, com estimativa de 26,5% (sendo 8,8% relativos ao CBS e 17,7% ao IBS). Com a implementação da proposta, há uma discussão sobre a extinção gradual de incentivos fiscais estaduais e municipais, como ICMS e ISS. Dado que, atualmente, há isenção de ICMS, PIS e COFINS no âmbito do SCEE; e não há menção explícita à GD na EC, os impactos da Reforma Tributária ainda são incertos.

Outro tópico em destaque no setor é o da “inversão de fluxo”. Segundo estabelecido na REN 1.059/2023,

“Caso a conexão nova ou o aumento de potência injetada de microgeração ou minigeração distribuída implique inversão do fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador, a distribuidora deve realizar estudos para identificar as opções viáveis que eliminem tal inversão” (ANEEL, 2023c; § 1º do Art. 73).

O tema foi inserido também na CP 03/2024, cujo principal tema foi a regulamentação do Programa Minha Casa Minha Vida, nos termos da Lei nº 14.620/2023 e do Decreto nº 12.084/2024. A referida Lei traz alterações ao marco legal da MMGD (Lei 14.300/22), nos seguintes temas (ANEEL, 2023b):

- i. Benefício no pagamento do custo de disponibilidade para unidades consumidoras participantes do SCEE e inscritas no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal (CadÚnico), com redução de no mínimo 50% em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes;
- ii. Comercialização de excedente com órgãos públicos, desde que a unidade consumidora que comercializa a energia seja participante do SCEE e beneficiária de programa social ou habitacional das esferas federal, estadual, distrital ou municipal, e que a compra seja realizada exclusivamente por órgãos públicos, localizados na mesma área de concessão da unidade consumidora¹²; e
- iii. Outros aprimoramentos regulatórios, com o objetivo de esclarecer os normativos vigentes, dentre os quais destaca-se a análise da inversão de fluxo em atendimentos de MMGD (objeto do art. 73 da REN 1.000/2021¹³).

Ainda que não represente o tema central da regulamentação da MMGD, o último item foi o mais debatido durante as reuniões de diretoria da ANEEL em que o processo constou da pauta, tendo inclusive se destacado nas contribuições da CP 03/2024, conforme demonstrado na Tabela 4.5.

Tabela 4.5. Quantidade geral das contribuições recebidas na CP nº 03/2024

¹² Sobre este tema, cabe destacar a visão da ANEEL de que “essa possibilidade de comercialização inserida no art. 36-A [da Lei nº 14.300/2022, a partir da Lei nº 14.620/2023], ainda que proveniente de unidade consumidora participante do SCEE, é uma exceção ao modelo geral de compensação do SCEE e deve, portanto, ser tratada como comercialização e ter regras específicas para ser operacionalizada. Não se trata também de uma comercialização ampla e irrestrita nos moldes de uma comercialização no Ambiente de Contratação Livre (ACL), na medida em que a própria Lei obriga que a unidade consumidora com MMGD participe do SCEE, e essa participação tem características inerentes ao próprio modelo de compensação” (ANEEL, 2023b).

¹³ O art. 73, §1º da REN nº 1.000/2021 dispõe que, no caso de conexão nova ou o aumento de potência injetada de microgeração ou minigeração distribuída, a distribuidora deve realizar estudos para identificar as opções viáveis que eliminem a inversão do fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador (ANEEL, 2023b).

Análise	Tema 1 (PMCMV)	Tema 2 (inversão de fluxo)	Fora do Escopo	Total
Total	108	322	133	563
%	19%	57%	24%	--

Fonte: ANEEL (2024b)

Segundo análise da ANEEL (2024c), as alterações propostas na REN nº 1.000/2021 versam sobre três questões: (i) a realização dos estudos de inversão de fluxo pela distribuidora (art. 73); (ii) a solicitação de avaliação ao ONS (art. 75); e (iii) a disponibilização de estudos ao consumidor e demais usuários (art. 78). Como principais resultados da CP 03/2024 estão:

- a padronização dos estudos de inversão de fluxo, com disponibilização de Manual de Instruções;
- a definição de situações em que o estudo é dispensável, sendo estas o caso de sistemas “grid-zero”¹⁴ (ou seja, em que a MMGD não injete na rede de distribuição) e aqueles sistemas de micro GD que se enquadram nos critérios de gratuidade¹⁵ e que potência de geração distribuída seja compatível com o consumo da unidade consumidora durante o período de geração; e
- o estabelecimento de metodologia para determinação da potência de GD compatível com o consumo durante a geração, inicialmente exclusiva à GD fotovoltaica, apresentada na Equação 4.1.

Equação 4.1. Fórmula para determinação da potência de Microgeração a ser instalada

$$P_g = \frac{C}{FC \times 24 \text{ horas} \times 30 \text{ dias}} \times FA$$

Em que:

C é o consumo médio mensal da unidade consumidora;

FA é o fator de ajuste regulatório calculado com base na simultaneidade obtida das curvas de cargas das campanhas de medição dos processos tarifários das distribuidoras¹⁶

¹⁴ Os sistemas “grid-zero” têm ganhado força no segmento de MMGD e suscitado algumas consultas ao regulador. Apesar do entendimento inicial da ANEEL (através do Ofício 149/2022 entendeu-se que desde que com potência inferior a 5MW, não injetasse energia e não participasse do SCEE, o sistema seria considerado de capacidade reduzida), a Agência avaliou, recentemente, que “não há motivo para conferir outro tratamento (que não como MMGD) a este tipo de geração”, dado que a Lei nº 14.300 não restringe o conceito de MMGD a sistemas que participem do SCEE e, adicionalmente, a unidade “grid-zero” pode participar do SCEE recebendo excedente de outras unidades de MMGD, ainda que não injete na rede (ANEEL, 2024c).

¹⁵ Os critérios de gratuidade estão dispostos no § 3º do art. 104, no § 2º do art. 105 e no parágrafo único do art. 106 da REN 1.000/2021, em que a potência instalada da microgeração seja menor ou igual à potência disponibilizada para o atendimento da carga da unidade consumidora onde a geração será conectada (ANEEL, 2021a).

¹⁶ O valor de referência para o FA foi definido por classe de consumo, sendo: 46% para a residencial; 69% para a industrial; 63% para comércio, serviços e outras atividades; 53% para rural; 57% para serviço público (ANEEL, 2024c).

Pg é a potência instalada de MMGD

FC é o fator de capacidade para a fonte solar, estabelecido em 16%

Fonte: ANEEL (2024c)

Na 24ª reunião pública ordinária (RPO) da diretoria da ANEEL, realizada em 09/07/2024, o processo referente à conclusão da CP 03/2024 foi analisado, e o voto da diretora-relatora Agnes da Costa foi no sentido de que “é necessário dar andamento à regulamentação do Programa Minha Casa Minha Vida, para que a política pública possa se viabilizar”, mas que “sobre o (...) aprimoramento da proposta do tema da “inversão de fluxo”, disciplinada pelo artigo 73 da Resolução nº1000/2021, (...) há pontos para amadurecimento na proposta que inviabilizam sua conclusão nesta Reunião” (ANEEL, 2024d, p. 5). Em seguida, na 26ª RPO, de 23/07/2024 aprovou a minuta de RN, promovendo as seguintes mudanças (ANEEL, 2024):

- i. Aprovação de fast track na conexão de microgeração distribuída na modalidade de autoconsumo local, com potência instalada igual ou inferior a 7,5 kW, que passa a estar dispensada dos estudos de inversão de fluxo a pedido do consumidor. Para tal, o consumidor deverá assinar termo em que aceita que a alocação de excedentes ou créditos de energia somente ocorrerá na unidade consumidora onde ocorre a geração de energia elétrica;
- ii. A dispensa para sistemas grid zero e sistemas de microgeração distribuída enquadrados no critério de gratuidade, como previsto na primeira etapa da discussão.

A análise da conexão de GD e temas afeitos, como é o caso da inversão de fluxo e das usinas híbridas, consta da Agenda Regulatória da ANEEL, que revisa anualmente os tópicos prioritários para o biênio (Quadro 4.6). Além deste, outros temas relacionados aos RED, como a evolução do modelo tarifário, também estão apresentados na Agenda do biênio 2024-2025.

Quadro 4.6. Itens da agenda regulatória ANEEL (2024-2025)

Item	Tipo	Prazo
<i>Itens da agenda regulatória relativos à GD e AD</i>		
Adequações regulatórias para armazenamento	CP	1º semestre/2024
	Decisão	2º semestre/2024
Estudo regulatório – conexão de G na D (inversão fluxo, carregamento, usinas híbridas)	Estudo	2º semestre/2026
Metodologia de valoração de custos e benefícios da GD	Estudo	2º semestre/2026
<i>Itens da agenda regulatória relacionados aos RED</i>		
REN 1.030/22 – Resposta da Demanda	Estudo ARR	2º semestre/2024
Roadmap de evolução do modelo tarifário	TS	1º semestre/2024
	AIR	1º semestre/2025
Impactos da abertura de mercado na regulação dos serviços de distribuição	CP	2º semestre/2024
	Decisão	2º semestre/2025

Aval. de sistemas de medição e modernização do segmento de distribuição	CP	2º semestre/2024 - 2º semestre/2025
	Decisão	2º semestre/2026
Diretrizes de <i>sandbox</i> regulatório	AIR + CP	2º semestre/2024 - 2º semestre/2025
	Decisão	2º semestre/2026

No caso da modernização de tarifas, até 2016, a tarifa binômia apenas poderia ser aplicada aos consumidores do Grupo A, entendimento alterado com o Decreto nº 8.828/2016, que permitiu a criação de modalidades tarifárias monômias ou binômias para os consumidores do Grupo B. O MME propôs, em 2021, a obrigatoriedade de tarifa binômia para todos os consumidores, composta por uma parcela referente ao consumo de energia (em R\$/kWh) e uma referente ao uso da rede de distribuição e transmissão (R\$/kW) e encargos setoriais (R\$/kWh), com possibilidade de inclusão de postos horários (SILVA; VIANA; PEREIRA, 2020b).

Em 2017, a CP MME nº 33¹⁷ propôs um conjunto de aprimoramentos legislativos no marco legal do setor elétrico. No que tange a modernização das tarifas,

Instrumento legal	Redação original	Redação proposta
Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (Art. 3)	XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes: a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para a cobertura dos custos dos sistemas de transmissão, inclusive das interligações internacionais conectadas à rede básica; b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão”	XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, baseadas nas seguintes diretrizes: b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão; c) utilizar, quando viável técnica e economicamente, o sinal locacional no sistema de distribuição; e d) valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga.....” (NR)
Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (Art. 15)	-	Art. 15-A As modalidades tarifárias de fornecimento de energia elétrica aplicadas às unidades consumidoras, independente da tensão de fornecimento em que essas unidades são atendidas: I – devem contemplar a cobrança segregada da tarifa de consumo de energia

¹⁷ Cujo objeto é o “aprimoramento do marco legal do setor elétrico”, com “proposta de medidas legais que viabilizem o futuro do setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo”.

		elétrica ativa, da tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão e do componente encargos setoriais; e II – podem prever tarifas diferenciadas por horário. §1º A tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão não poderá ser cobrada em Reais por unidade de energia elétrica consumida, vedação não extensiva aos componentes perdas e encargos setoriais.
Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004	Art. 1º..... §5º..... III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica.	Art. 1º..... §5º..... III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, que poderão ser adquiridos em mecanismo competitivo e remunerados por preço ou tarifa definida pela ANEEL. (NR)

Em 2020, o projeto de P&D Tarifa Moderna avaliou a modernização tarifária no Brasil, incluindo os aspectos regulatórios. A avaliação do projeto foi que (SILVA; VIANA; PEREIRA, 2020b):

- a. Não há impedimento regulatório para a implementação de tarifas com componente de demanda, com parcela fixa e com diferenciação horária e locacional de preços no Brasil;
- b. Na prática, o Decreto nº 8.828/2016 revogou a restrição existente por décadas à implementação da tarifa binômica para o Grupo B no país, embora seja recomendada a previsão em lei dessa aplicação, para garantir segurança jurídica;
- c. O mesmo argumento de segurança jurídica vale para a cobrança estimada de demanda de potência do consumidor, questão inerente à implementação das tarifas binômicas, que apresenta alto custo operacional em função do número de clientes do Grupo B;

Quanto à tarifa horária e locacional, entende-se que não há impedimento legal, mas há interpretações no sentido contrário. Assim, a previsão legal seria importante para esclarecer tal ponto.

Tal como a ANEEL, o ONS também avalia temas prioritários, mas de forma anual. Em setembro de 2024, o Operador definiu os assuntos regulatórios prioritários do ano de 2024, quais sejam: Recursos Energéticos Distribuídos; Acesso ao Sistema de Transmissão; Serviços Ancilares; Resposta da Demanda; Operação e Preço; e Armazenamento de Energia (ONS, 2024).

No tópico de serviços ancilares, a REN nº 1.030 de 2022 tem como objeto, além de outros pontos, a prestação destes e sua remuneração. Nesse contexto, cabe destacar que o Art. 21º da referida Resolução estabelece procedimentos afeitos “à prestação e à

remuneração de serviços ancilares por centrais geradoras de energia elétrica integradas ao Sistema Interligado Nacional”, através da celebração de Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) com o ONS (ANEEL, 2022). Os seguintes serviços ancilares são considerados nessa REN: autorrestabelecimento integral; controle secundário de frequência; despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa; sistema especial de proteção; e suporte de reativos.

Conforme análise da EPE (2021a), a regulação prevê que usinas previamente selecionadas prestem os serviços requeridos pelo ONS, mas não há um mercado competitivo, de modo que há pouca abertura para novas soluções prestarem serviços a custos competitivos. De forma geral, em um sistema predominantemente hidrotérmico como o brasileiro, a disponibilidade de recursos para a prestação de serviços ancilares atende às necessidades do sistema relativas à estabilidade, segurança e qualidade da energia.

Com as mudanças previstas para os próximos anos, há novos desafios no que tange a operação do sistema e serviços ancilares, como (EPE, 2021a):

- a. Penetração crescente de novos recursos renováveis, que tende a ampliar a incerteza no tempo real e impactar a demanda por serviços ancilares de reserva operativa e estabilidade;
- b. Mudança na forma de operação das hidrelétricas em função da penetração de fontes variáveis, exigindo alteração no despacho e possíveis mudanças na gestão dos serviços ancilares;
- c. Expansão da geração utilizando critérios de atendimento a capacidade de potência que, com a necessidade de capacidade de atendimento instantâneo, pode alavancar o uso de novas tecnologias que possam prestar serviços ancilares, ampliando o leque de recursos disponíveis ao operador e aumentando a eficiência na operação do sistema; e
- d. Inserção de RED, que tornará o planejamento e operação do sistema mais complexos, mas também podem prover serviços ancilares para a rede e contribuir para a estabilidade do sistema elétrico no curto prazo.

Nesse sentido, destacam-se as propostas de adequações regulatórias levantadas no âmbito das iniciativas de modernização do setor elétrico brasileiro. Como apontado pela EPE (2021a), a necessidade de revisão dos procedimentos de contratação de serviços ancilares é acompanhada de diretrizes importantes, como a neutralidade tecnológica para os mercados de energia, a criação de mecanismo concorrencial para contratação de serviços ancilares, viabilizando a participação de demais agentes. A criação do mercado competitivo, no entanto, pode não ser adequada para todos os tipos de serviços ancilares, sobretudo aqueles cuja natureza limita o número de concorrentes, como o controle de reativos ou o autoreestabelecimento (EPE, 2021a).

Quanto à resposta da demanda (RD), o programa piloto realizado pelo ONS e CCEE iniciou em 2017, focada nos subsistemas Norte e Nordeste e restrito a consumidores livres e parcialmente livres, na área de supervisão do ONS. Com a revisão do programa em 2020, houve extensão para todo o território nacional. Além disso, o programa piloto

previu a criação do agente agregador de carga, restrito ao programa, responsável por agregar as cargas dos consumidores previamente citados. O piloto obteve a participação de dois consumidores industriais, Braskem UNIB BA e Cimento Apodi. Apenas o primeiro obteve comando do ONS para redução de demanda, com despacho de 10 MWh (CCEE; ONS, 2019).

Entre 2021 e 2022, o mecanismo Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica (RVD) foi instituído para que os consumidores do ambiente de contratação livre e agregadores ofertassem redução da demanda com duração horária, de quatro e sete horas, com lotes de volume mínimo de 5 MW. A motivação do RVD foi a promoção da segurança do suprimento eletroenergético em um contexto de condições hidrológicas adversas (ONS, 2021).

Em 2022, a REN nº 1.040 da ANEEL previa em seu Art. 5º, § 5º, que o “ONS poderá dispor, mediante autorização específica da ANEEL, de produtos adicionais de Resposta da Demanda em ambiente regulatório experimental”. Nesse contexto, o *Sandbox* regulatório para o produto disponibilidade de RD foi aprovado pela ANEEL em 2022 e o mecanismo competitivo foi iniciado em 2024.

5. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

5.1. Política de incentivo aos RED

Na experiência internacional, a difusão de RED está diretamente associada à presença de políticas de incentivo – que usualmente tiveram início com a GD renovável, inseridas em um contexto mais amplo de aumento da participação de fontes renováveis. As políticas mais comuns de incentivo à GD são (FGV, 2016):

- i. Tarifa feed-in (FiT, do inglês *feed-in tariff*), contratos de longo prazo (10 a 25 anos) de compra de energia renovável impostos às *utilities*, com preços usualmente estabelecidos acima do preço do mercado de energia, desenhados para acompanhar a redução de custos das tecnologias;
- ii. *Renewable Portfolio Standards* ou *Renewable Energy Certificates* (REC), em que se estabelece que uma cota da energia elétrica fornecida pelas utilities deve ser oriunda de fontes renováveis;
- iii. Incentivos Fiscais, com abatimento da contribuição de impostos que podem vir de diversas formas, dependendo da regulação;
- iv. *Net Metering* (NEM), um sistema de contabilização da energia retirada e injetada na rede de distribuição, em que o consumidor/gerador recebe créditos se houver sobregeração, ou somente abatimento da sua conta de luz se não houver. Os créditos podem ou não ser monetizados, e pode haver prazo de utilização;
- v. *Public Benefit Funds*, conjunto de recursos criados mediante a cobrança de uma taxa sobre as tarifas de eletricidade;
- vi. Leilões de energia renovável, usualmente utilizados para contratação de longo prazo de energia renovável, ainda que direcionados, até o momento, para a geração centralizada.

O Quadro 5.1 apresenta uma síntese das políticas de incentivo observadas nos casos analisados. Em geral, as duas políticas mais comuns no mundo são o *net metering* e a tarifa feed-in, utilizada em países da Europa e alguns estados dos EUA, além dos incentivos fiscais. No caso do armazenamento, observa-se a tendência de revisão das políticas de incentivo à GD para inclusão de sistemas de baterias, sobretudo com o uso de incentivos fiscais para redução do investimento inicial.

Quadro 5.1. Resumo das políticas de incentivo à GD nos casos selecionados

Caso estudado	FIT	NEM	NBT	Incentivos fiscais	Outros
Alemanha					
Austrália					
Califórnia					
Nova Iorque					VDER
Itália					Tarifa premium
Reino Unido					
Chile					
Colômbia					
Brasil					

5.1.1. Alemanha

O caso alemão, por exemplo, destaca-se pela implementação da Lei de Fontes de Energia Renovável (Erneuerbare Energien Gesetz, EEG), com o objetivo de acelerar a difusão de fontes de energia renováveis através de uma tarifa feed-in. Apesar da EEG marcar o início de uma nova dinâmica de difusão das energias renováveis na Alemanha (RAMALHO, 2018), uma versão inicial de tarifa feed-in foi introduzida no início da década de 1990, intitulada *Stromeinspeisungsgesetz* (StromEinspG).

A EEG foi atualizada nos anos de 2004, 2009 e 2012 para refletir as mudanças observadas no mercado. Um dos pontos fundamentais da política foi a previsão de revisões contínuas da tarifa aplicada, o que impactou diretamente a eficiência e estabilidade do programa (AQUILA *et al*, 2017). Além da tarifa feed-in, outros programas de incentivo foram implementados desde a década de 1990, a exemplo do *1.000 Roofs Program* (1990-1995), que concedia empréstimos a sistemas residenciais a uma taxa de juros abaixo do mercado, e seu sucessor, o *100.000 Roofs Program* (1999-2003), que resultou em 55 mil sistemas instalados com uma capacidade adicionada de 261 MW (FRAUNHOFER ISE, 2021; IEA, 2024).

Além disso, desde 2015, a agência reguladora implementou um mecanismo de leilão para contratação de sistemas solares fotovoltaicos em telhados, com capacidade instalada entre 300 kW e 1 MW. Desde o início do mecanismo, oito leilões foram realizados, com resultados apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1. Resultados dos leilões de solar fotovoltaica na Alemanha

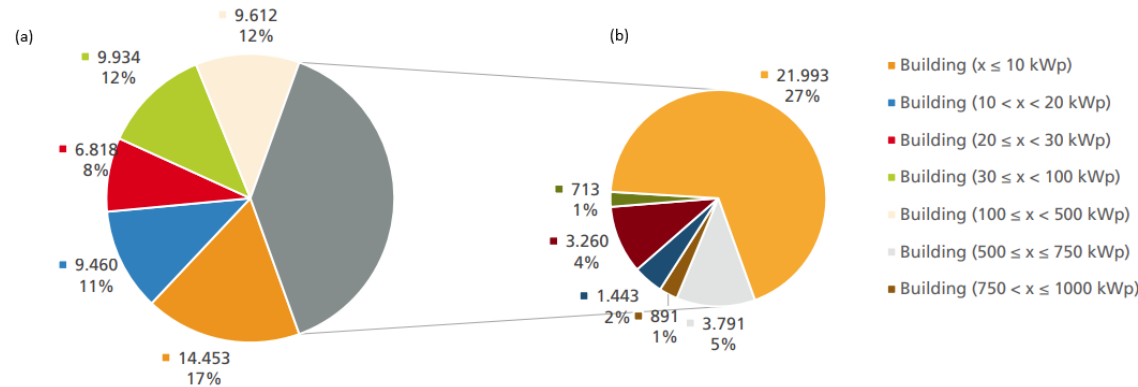
Leilão (data)	Número de lances (projetos selecionados)	Capacidade total	Preço médio (€/kWh)
1 (jul/2021)	168 (114 selecionados)	152 MW	0,0688
2 (jan/2022)	209 (136 selecionados)	154MW	0,0743

3 (mai/2022)	171 (163 selecionados)	20MW	0,0853
4 (ago/2022)	-	201 MW	0,084
5 (mar/2023)	-	195 MW	0,1087
6 (jul/2023)	-	191 MW	0,1018
7 (mar/2024)	194 (125 selecionados)	264 MW	0,0892
8 (jul/2024)	162 (119 selecionados)	259 MW	0,0894

Fonte: SIEMER (2024), NORMAN (2024)

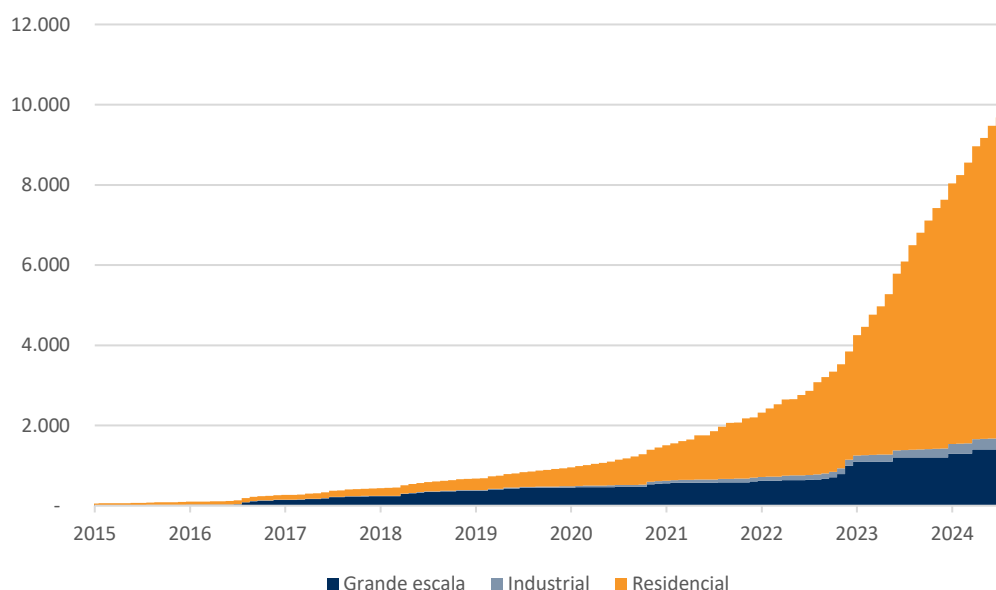
Em termos de difusão, a Alemanha atingiu, até 2023, mais de 80 GW de capacidade instalada de solar fotovoltaica, dos quais 50 GW (ou 60%) são de sistemas menores do que 500 kWp (Figura 5.1). Adicionalmente, no ano de 2023, mais de 40% dos sistemas de GD FV residenciais já contavam com um sistema de AD associado. A participação do AD em novos sistemas evoluiu de menos de 20% em 2014 para cerca de 80% em 2023. No segmento residencial, a capacidade instalada de sistemas de armazenamento atingiu 8 GW em 2024 (Figura 5.2), com mais de 1,4 milhões de sistemas instalados. Essa evolução tem relação com as tarifas de eletricidade relativamente altas na Alemanha, que tornam o autoconsumo um modelo de negócios predominante. Outra tendência é o aumento da instalação de sistemas solares em sacadas (FRAUNHOFER ISE, 2024).

Figura 5.1. Capacidade instalada de solar fotovoltaica (a) e de sistemas maiores do que 500 Kw (b), em MW e participação



Fonte: FRAUNHOFER ISE (2024)

Figura 5.2. Capacidade instalada de sistemas de armazenamento na Alemanha (2014-2024)



Fonte: FIGGENER, HECHT e SAUER (2024)

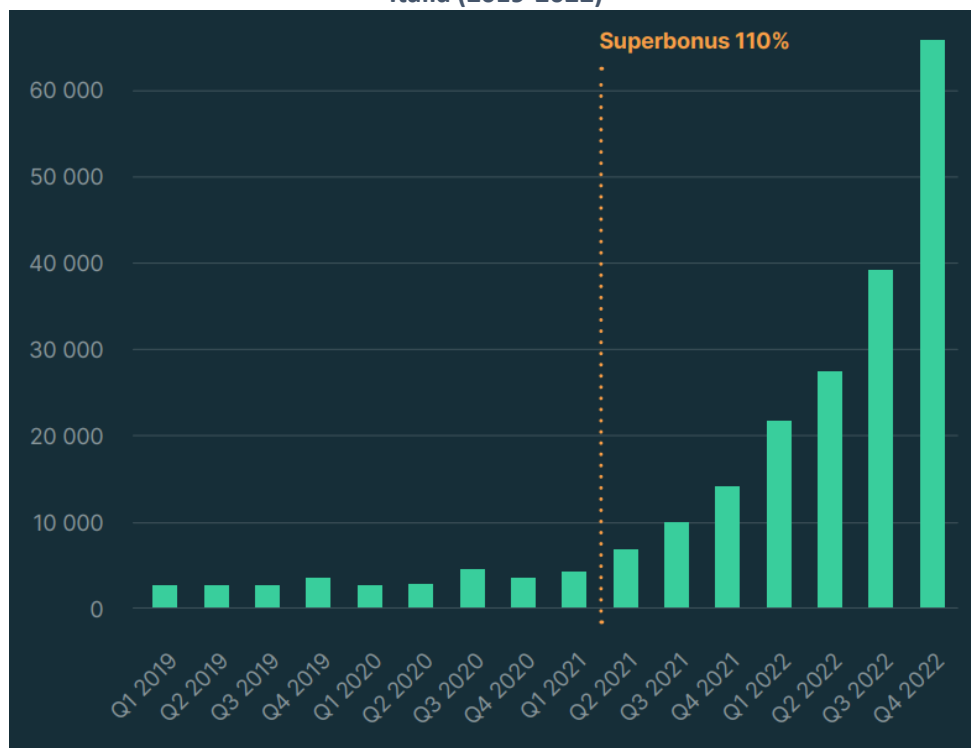
Quanto às aplicações, os sistemas residenciais são utilizados principalmente para aumentar o autoconsumo solar. A mesma aplicação é utilizada no setor industrial, além do uso para redução da demanda de ponta e para o carregamento rápido de veículos elétricos. Por fim, os sistemas de grande escala foram desenvolvidos principalmente para fornecer energia de controle primário. No entanto, três novas áreas de aplicação estão surgindo: (i) integração de grandes parques fotovoltaicos e eólicos nos leilões de inovação; (ii) projetos de reforço da rede para o gerenciamento da operação; e (iii) otimização do gerenciamento de energia em grandes instalações industriais (FIGGENER; HECHT; SAUER, 2024).

5.1.2. Itália

A experiência alemã com tarifa feed-in se assemelha ao caso da Itália em função das sucessivas revisões da política. O *Conto Energia* foi implementado em 2004, com cinco revisões entre 2005 e 2012 e encerramento em 2013, após a política atingir um custo acumulado anual de € 6,7 bilhões. No período recente, a principal política de incentivo à GD no caso italiano foi o *Scambio Sul Posto*, um *net billing* aplicável a sistemas até 500 kW. Em geral, políticas de incentivo fiscais também foram observadas no caso italiano (DA SILVA *et al*, 2019). Até 2020, a Itália contava com mais de 26 GW de GD, correspondendo a cerca de 9% do consumo de eletricidade nacional (MASE, 2020).

No mercado de armazenamento, uma combinação de tarifas de eletricidade elevadas e incentivos fiscais atrativos levou a uma rápida adoção dos sistemas residenciais. Destacam-se, a nível nacional, o *superbonus*, um incentivo fiscal introduzido em 2021, que corresponde a 110% do CAPEX dos sistemas a ser deduzido na declaração anual de rendimentos do consumidor; e o *renovation bonus*, um incentivo de 50% (COUTURE; SERRANO; THOMAS, 2023). Como resultado, o número de sistemas instalados cresceu consideravelmente após 2021 (Figura 5.3).

Figura 5.3. Impacto do Superbonus no número de sistemas de armazenamento instalados na Itália (2019-2022)



Fonte: COUTURE, SERRANO e THOMAS (2023)

5.1.3. Califórnia

O caso da Califórnia, por sua vez, é emblemático na implementação do *net energy metering* (NEM), instituído em 1995, quando o Projeto de Lei do Senado (SB) 656 permitiu que os clientes fossem compensados pela eletricidade gerada por um recurso renovável elegível instalado no cliente e devolvida à concessionária durante todo o período de faturamento. Desde então, as políticas de NEM da Califórnia passaram por várias mudanças, dentre as quais o Assembly Bill (AB) 1755, em 1998, que expandiu a lista de tecnologias elegíveis para o NEM para incluir energia eólica de pequeno porte. No entanto, o crescimento dos sistemas distribuídos, por um conjunto de fatores como redução de custos e incentivos federais e estaduais, levou os legisladores Californianos a debaterem sobre o impacto do NEM sobre os consumidores não-participantes (o que se chama de “*cost-shift*”, ou um subsídio cruzado).

Em 2016, a Decisão 16-01-044 da CPUC criou a NEM 2.0, uma tarifa sucessora da NEM, que estabelece créditos (energia exportada para a rede) equivalentes a tarifa de eletricidade no mercado varejista, mas exige que os consumidores participantes paguem encargos para reduzir as assimetrias entre os usuários e não-usuários do NEM. Além disso, os clientes-geradores no NEM 2.0 devem pagar uma taxa única de interconexão e ter uma tarifa de tempo de uso (TOU) (VERDANT, 2021).

Em 2023, a CPUC implementou uma tarifa de *net billing*, em que a compensação pela geração excedente injetada na rede elétrica é aplicada à conta do cliente a uma taxa que reflete o valor dessa geração para a rede. Os chamados “Créditos de Exportação de Energia” são, usualmente, menores do que a tarifa de eletricidade

residencial, mas podem ser superiores em momentos de alta demanda do sistema, como no verão. Assim, há um incentivo implícito para que os consumidores com GD instalem sistemas de armazenamento para maximizar os ganhos econômicos com a NBT ao realizarem arbitragem, de modo que usam ou exportam a energia armazenada durante os momentos em que a eletricidade da rede está mais cara (CPUC, n.d.).

Além do NEM, o caso da Califórnia conta com o Self-Generation Incentive Program (SGIP), reconhecido como um dos programas de incentivo à GD mais antigos do país. Inicialmente, o SGIP foi desenvolvido como um programa de redução da demanda de ponta em resposta à crise energética do estado entre 2000 e 2001 e, por meio da AB 970, a legislatura instruiu a CPUC a oferecer incentivos financeiros aos clientes de eletricidade das principais concessionárias para instalar GD (SGIP, 2024).

Em 2011, o SB 412 modificou o objetivo principal do SGIP de redução de pico de carga para reduções de emissões de gases de efeito estufa (GEE) e, posteriormente, a CPUC modificou os critérios de elegibilidade de incentivo do programa para apoiar tecnologias que alcancem reduções de emissões de GEE. As tecnologias qualificadas incluem armazenamento de energia, turbinas eólicas, turbinas de redução de pressão, células de combustível, captura de calor residual e calor e energia combinados, motores de combustão interna, microturbinas e turbinas a gás.

Em 2014, o SB 861 estendeu o SGIP até 2020. Logo em seguida, o programa passou por uma reestruturação, incluindo taxas de incentivo. A mudança mais significativa foi a alocação de 75% do orçamento total de incentivos para tecnologias de armazenamento de energia. Assim, apesar de não ter como objetivo inicial o desenvolvimento da tecnologia de armazenamento, o SGIP é considerado um dos programas recentes do estado a promover incentivos à adoção de SAE atrás do medidor.

Em 2018, o SGIP foi estendido até 2024 através do SB 700. O programa foi modificado para alocar fundos significativos para clientes identificados como residências vulneráveis localizadas em distritos de alta ameaça de incêndio, instalações de serviços essenciais que atendem a esses distritos e clientes localizados nesses distritos que participam de programas de geração solar de baixa renda.

Para além do SGIP, o caso da Califórnia apresenta o início da difusão de SAE em 2010, através da AB 2514, a primeira lei estadual dos EUA voltada aos SAE, com o estabelecimento de metas de desenvolvimento de armazenamento de energia a nível de cada IOU, totalizando 1.325 MW a serem completados em 2020 e implementados em 2024, subdivididos em aplicações na rede de transmissão, distribuição e a nível dos consumidores, atrás do medidor (RAMOS, 2021).

Adicionalmente, programas de financiamento aos SAE promovidos pela CPUC, como o *Permanent Load Shifting* e o *Self Generation Incentive Program* (SGIP)¹⁸, estimulam a adoção da tecnologia pelos consumidores. Um importante elemento da

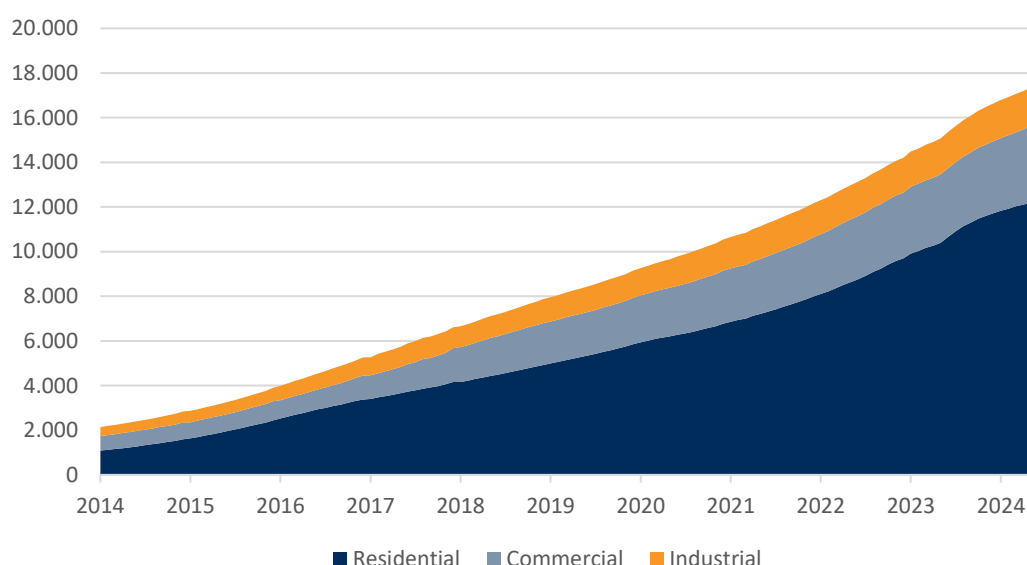
¹⁸ Ambos os programas funcionam enquanto reembolsos aos consumidores: o *Permanent Load Shifting* é direcionado ao armazenamento térmico, com incentivos de até 50% do custo total do projeto (equipamento e instalação). O SGIP, por outro lado, destina-se a consumidores residenciais e não residenciais que instalem sistemas de baterias. Existem dois tipos de incentivos, que variam entre \$850 e \$1.000 por kwh, cobrindo entre 85% e 100% dos custos de um SAE médio (CPUC, 2020).

meta derivada da AB 2514 é o encorajamento às *utilities* considerarem o valor dos SAE em diferentes serviços prestados à rede, o chamado “*value stacking*” (RAMOS, 2021).

Dentre os resultados obtidos com o SGIP, observa-se que, em geral, sistemas de armazenamento associados à GD FV estão arbitragem sem injeção de energia das baterias; (ii) arbitragem com injeção, seja regularmente ou durante eventos específicos, como programas de resposta da demanda; (iii) autoconsumo; ou (iv) uma combinação dos anteriores (VERDANT, 2024).

Assim, em síntese, a difusão de sistemas de GD na Califórnia atingiu, até junho de 2024, cerca de 17,5 GW em capacidade instalada, sendo os sistemas residenciais responsáveis por 70% destes (12,3 GW), seguidos de 19% dos comerciais (3,4 GW) e 10% dos consumidores industriais (1,7 GW) (Figura 5.4).

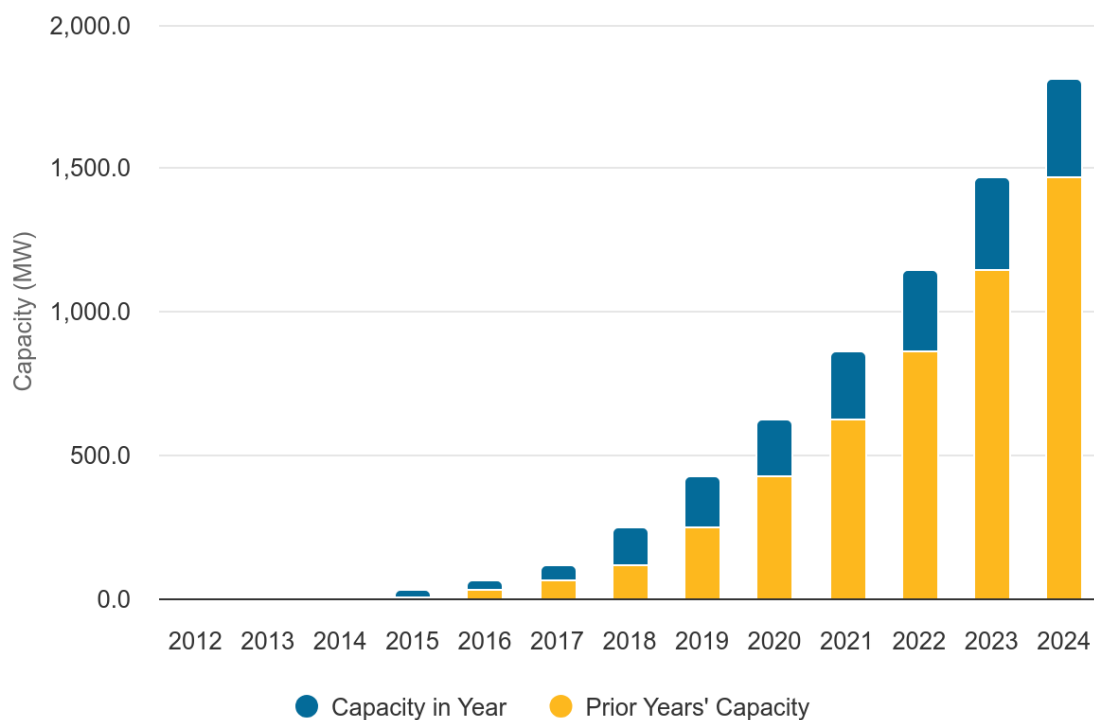
Figura 5.4. Capacidade instalada de GD até 1 MW, 2014-2024 (em MW)



Fonte: EIA (2024)

No ano de 2024, 38% dos sistemas de GD participantes dos programas de *net metering* ou *net billing* estavam associados a sistemas de armazenamento de energia, com rápida evolução dos 1% verificados em 2014. De forma similar, a Figura 5.5 apresenta a capacidade instalada de sistemas de armazenamento distribuído (associados ao NEM) no estado da Califórnia, somando 1,8 GW, dos quais 1,1 GW (61%) são residenciais, em cerca de 170 mil projetos.

Figura 5.5. Evolução da capacidade instalada (em MW) de sistemas de armazenamento distribuído na Califórnia

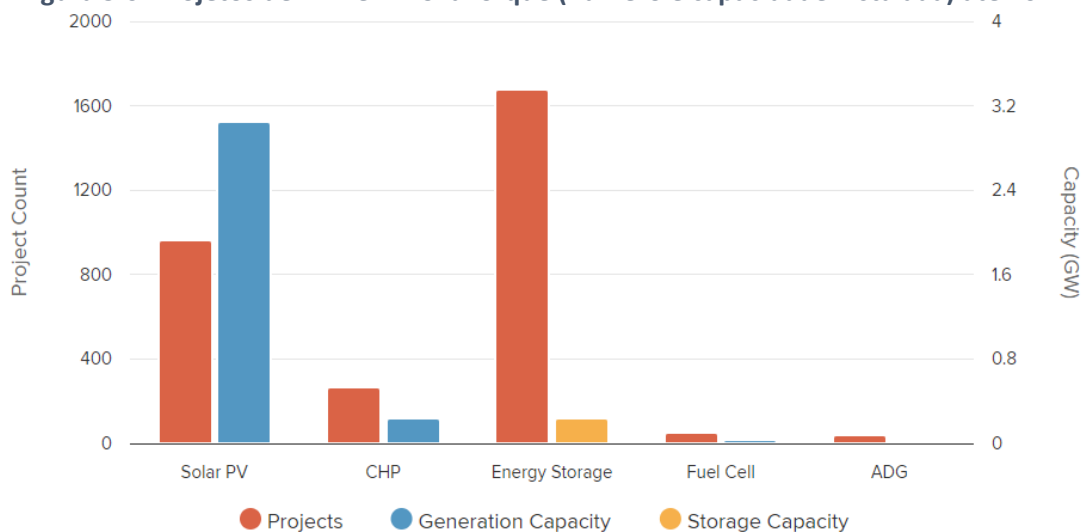


Fonte: CaliforniaDGStats (2024)

5.1.4. Nova Iorque

O caso de Nova Iorque também apresentou, como na Califórnia, a adoção do NEM como política de incentivo em 1997, além de incentivos fiscais e apoio financeiro para a aquisição dos sistemas fotovoltaicos (DA SILVA *et al.*, 2019). A difusão de RED no estado atingiu cerca de 3 GW até 2024 de sistemas fotovoltaicos, e mais de 1.600 projetos de armazenamento (Figura 5.6).

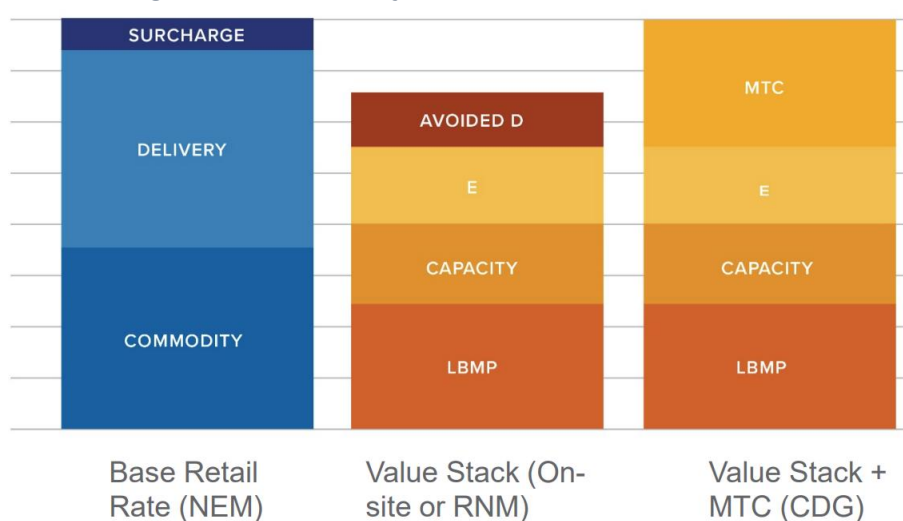
Figura 5.6. Projetos de RED em Nova Iorque (número e capacidade instalada) até 2024



Fonte: NYSERDA (2024)

A principal inovação no caso de Nova Iorque foi a adoção do *Value of Distributed Energy Resources* (VDER), em 2017, em uma transição do NEM. O VDER é uma tarifa usada para compensar a energia injetada pelos RED com base nos benefícios reais à rede elétrica de Nova York, na forma de créditos na conta. A remuneração é ligeiramente inferior à do NEM (Figura 5.7), e a metodologia se aplica a projetos locais não-residenciais (*on-site*) com mais de 750 quilowatts e a todos os projetos com medição remota (RNM), incluindo aqueles que usam uma configuração de Geração Distribuída Comunitária (CDG). Tecnologias elegíveis incluem energia solar fotovoltaica, armazenamento de energia, alguns tipos de cogeneradores, digestores anaeróbicos, turbinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e células de combustível (NYSERDA, 2020).

Figura 5.7. Remuneração da GD no NEM e no VDER



Fonte: NYSERDA (2019)

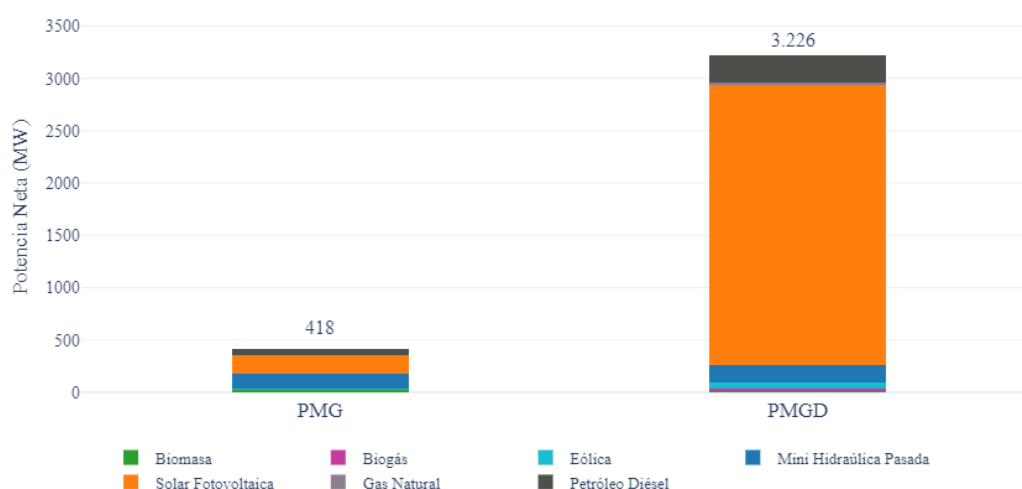
Assim, no caso do VDER, a energia injetada é remunerada por seis componentes, sendo os dois últimos específicos para alguns casos (NYSERDA, 2020):

- i. *Energy Value* (LBMP), que valora a energia com base no preço do mercado de energia (day-ahead), variação horária e locacional;
- ii. *Capacity Value* (ICAP), que avalia a capacidade do sistema de GD de reduzir a demanda nos dias mais energo-intensivos;
- iii. *Environmental Value* (E), que calcula o benefício ambiental trazido pela adição do sistema de GD, com um valor fixo por 25 anos;
- i. *Demand Reduction Value* (DRV), associado à postergação de investimento promovida pela adição do sistema à distribuidora, fixo por 10 anos;
- i. *Locational System Relief Value* (LSRV), que corresponde a um valor fixo por 10 anos, para casos específicos, em que os RED fornecem benefícios adicionais para a rede;
- i. *Community Credit* (CC), um incentivo ao desenvolvimento de projetos comunitários, fixo por 25 anos.

5.1.5. Chile

O Chile lançou sua política de GD em 2012, com o objetivo de diversificar a matriz energética e, seguindo a experiência de outros países, implementou o *net billing* para incentivar os prossumidores a vender seu excedente ao sistema. Os sistemas elegíveis têm capacidade máxima permitida de 2 MW para residências, que deve ser aprovada por uma empresa de instalação licenciada (CHUECA *et al*, 2023). Em junho de 2024, a Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) emitiu ofício para avaliação de PMGD com sistemas de armazenamento, em um primeiro passo para a incorporação das baterias às políticas de incentivo.

Figura 5.8. Capacidade instalada acumulada de GD no Chile, em MW, até agosto de 2024

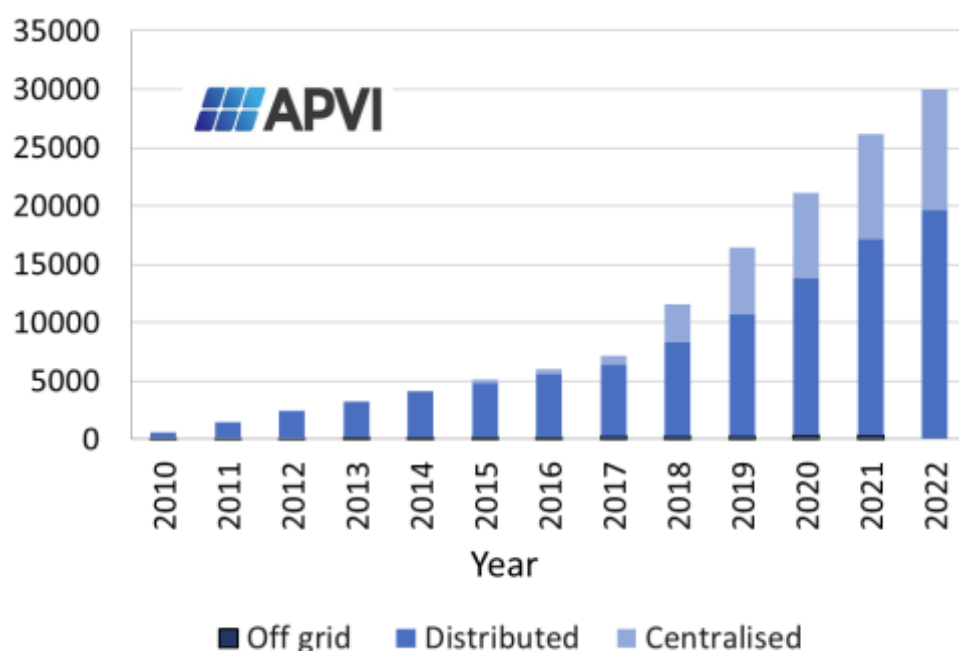


Fonte: ACERA (2024)

5.1.6. Austrália

Por fim, o caso australiano destaca-se pela presença de incentivos nacionais e estaduais à GD e AD. Conforme dados da APVI (Figura 5.9), o desenvolvimento da geração solar fotovoltaica se iniciou no país com a GD, sobretudo em sistemas residenciais. O país apresentou diferentes tarifas feed-in por estados, além de políticas de incentivo fiscal e pagamentos adicionais para consumidores que instalassem GD e baterias (Quadro 5.2).

Figura 5.9. Capacidade instalada acumulada de geração solar fotovoltaica (em MW) na Austrália



Fonte: IEA PVPS (2023)

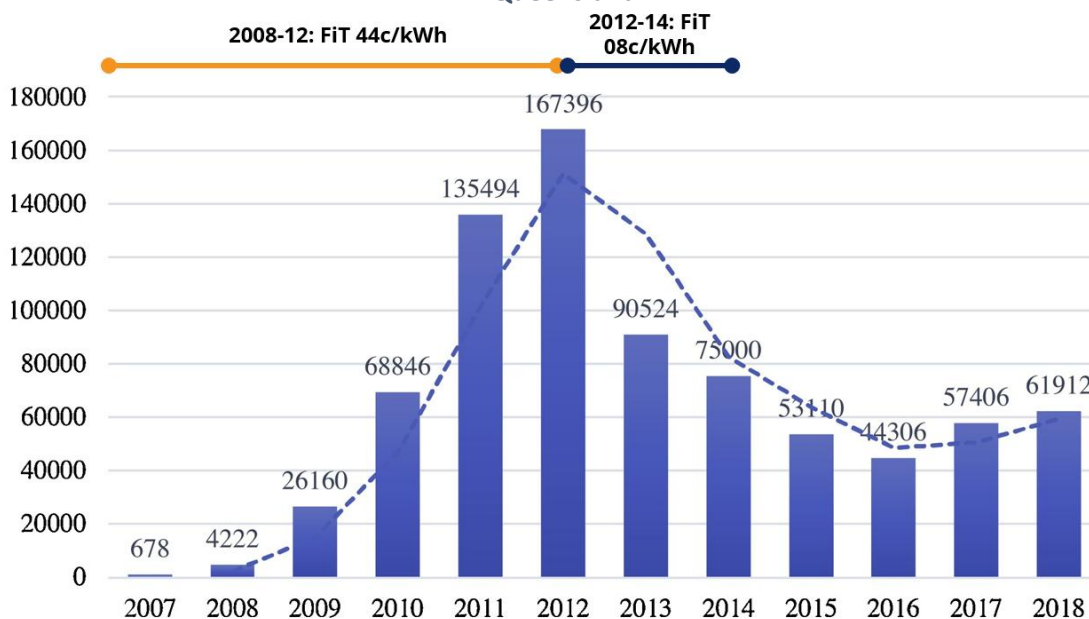
Quadro 5.2. Exemplos de políticas de incentivo a GD em diferentes estados australianos

Estado	Descrição
New South Wales	3 mil sistemas de GDFV para famílias baixa renda
ACT	AUD 2.500 para instalar um sistema, além de empréstimo sem juros para ser pago em 3 anos
Victoria	Desconto de até \$1.400 para GDFV, e de até \$2.950 para baterias
	Solar for Business: até 50% dos custos de GDFV para comércio (teto de AUD 3.500)
Northern Territory	Subsídio de até \$450/kWh da bateria, até \$6.000
South Australia	Descontos de 20% GDFV (teto entre \$1 e \$5 mil a depender kW)
	Desconto de 50% até \$2.000 para sistema de baterias
Western Australia	Distributed Energy Buyback Scheme (DEBS): GDFV e baterias são elegíveis a um pagamento pela eletricidade injetada

Fonte: IEA PVPS (2023)

O impacto das revisões da tarifa feed-in podem ser observados na Figura 5.10, que apresenta a redução no número de sistemas de GD residenciais em *Southeast Queensland* após a revisão da tarifa feed-in, que foi reduzida em 80%. Desde 2008, houve uma rápida adoção de GD fotovoltaica nas residências e, entre 2008 e 2012, o número de instalações cresceu de 4.222 por ano para mais de 160.000 por ano. No entanto, nos quatro anos seguintes, houve um declínio na instalação anual destes sistemas e, em 2016, as instalações caíram para apenas 44.306 (LAN *et al.*, 2020).

Figura 5.10. Impacto da revisão da tarifa *feed-in* na adoção de GD residencial em Southeast Queensland



Fonte: Adaptado de Lan *et al.* (2020)

5.2. Desenho de mercado

Em geral, os mercados de energia, serviços ancilares e capacidade são desenhados para a integração de recursos de grande porte. Recentemente, no entanto, tem se discutido a integração dos RED a estes mercados através da oferta de serviços de flexibilidade, a partir de ajustes nos arcabouços regulatórios. Dentre os fatores considerados centrais para a viabilização desta participação, destacam-se (IRENA, 2019b):

- A mudança do papel das distribuidoras, que se tornam operadoras do sistema e facilitadoras da integração dos RED, visando a utilização destes como recursos operativos e alternativas à investimentos na rede;
- A ampliação da coordenação entre o operador do sistema de transmissão (TSO) e de distribuição (DSO), a fim de otimizar os investimentos e contratação de serviços ao sistema;
- A regulamentação da figura do agregador, que reúne um conjunto de RED para facilitar sua integração aos mercados; e
- Digitalização do sistema de distribuição, incluindo medição inteligente para comunicação em tempo real entre operadores dos sistemas e RED e controle remoto para facilitar a operação destes recursos.

Na experiência internacional, nota-se a tendência à participação dos RED via agregação. O Quadro 5.7 apresenta uma visão geral sobre o papel dos agregadores no contexto de difusão de RED e sua integração aos mercados.

Quadro 5.3. O papel dos agregadores na integração dos RED

Segundo IRENA (2019d), agregadores podem ser definidos como um agrupamento de agentes em um sistema de energia (ou seja, consumidores, geradores, prosumidores ou qualquer combinação destes) para atuar como uma

única entidade em mercados de energia (atacadista ou varejista) ou na venda de serviços para o operador do sistema. Não obstante, os agregadores podem ser analisados como operadores de uma usina virtual de energia, com o objetivo de reunir RED para atuarem como uma usina convencional e participar dos mercados de energia e serviços ancilares.

Como apresentado na Figura 5.11, o agregador reúne unidades de geração (despacháveis ou não) e sistemas de armazenamento e utiliza informações e dados sobre a previsão de demanda, oferta e preços do mercado de energia para, com auxílio de recursos de tecnologia da informação e comunicação (conhecidos como DERMS – *distributed energy resource management system*) fornecer um resultado otimizado para a rede. Uma vez que os RED são recursos de pequena escala e dispersos geograficamente, os agregadores representam uma possibilidade de obtenção dos benefícios do efeito portfólio de um conjunto de RED.

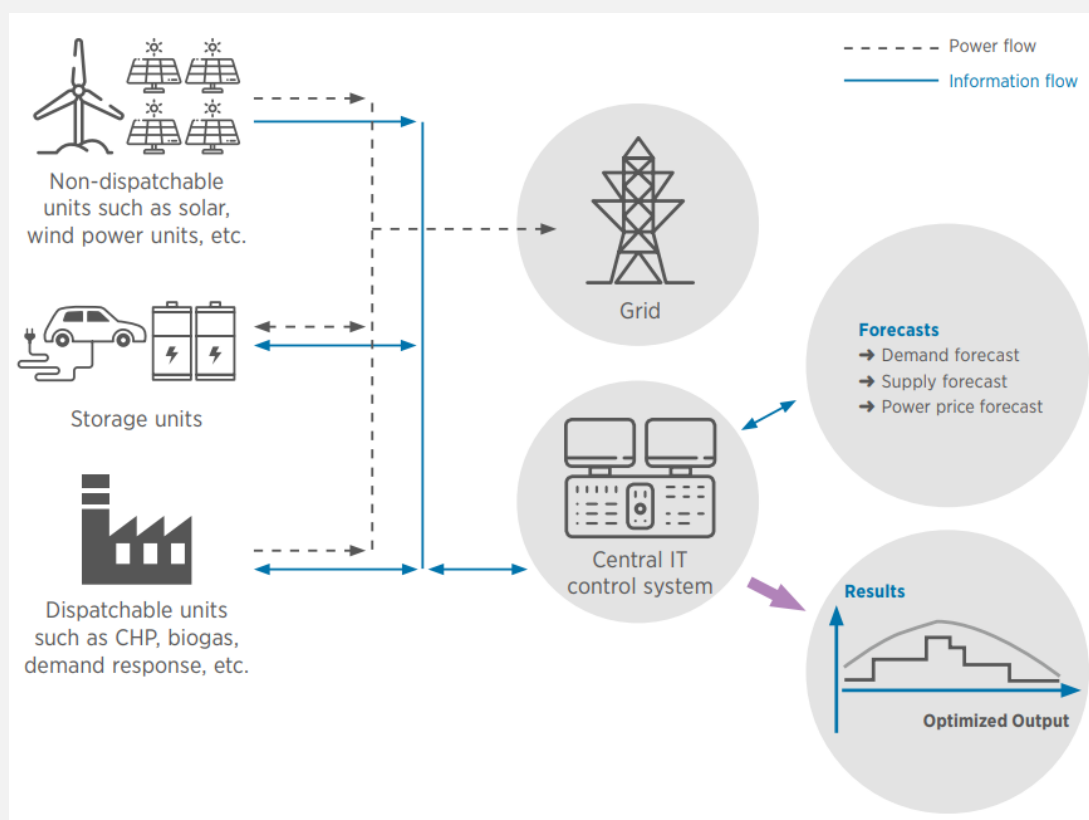


Figura 5.11. Funcionamento do agregador

Fonte: IRENA (2019d)

Para tal, além da infraestrutura digital e dos dados de previsão, necessários para a otimização dos recursos, um requisito importante é o arcabouço regulatório, que deve permitir a participação dos agregadores nos mercados (incluindo a nível da distribuição, caso exista) e estabelecer os sinais de preço para a sua operação.

No Brasil, os agregadores de carga foram definidos na REN nº 1.040/2022, sendo estes agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) nas categorias de consumidores, comercializadores e geradores, responsáveis por agregar e

centralizar as cargas dos consumidores livres ou parcialmente livres (ANEEL, 2022c). No entanto, ainda não há regulamentação sobre a atividade de agregação de RED.

Em julho de 2015, o *California Independent System Operator* (CAISO) aprovou uma proposta para permitir que agregações de RED participem do mercado atacadista, desde que atendam ao requisito mínimo de 500 kW. Anteriormente, em 2014, a *California Public Utility Commission* (CPUC) criou um Mecanismo de Leilão de Resposta à Demanda (DRAM), piloto projetado para permitir que recursos do lado da demanda participassem do mercado atacadista, desde que ofertem ao menos 100 kW de redução. Em janeiro de 2016, o primeiro leilão a considerar o DR como um recurso de capacidade resultou em uma contratação de 40 MW (HOMER; BENDER; WEIMER, 2016).

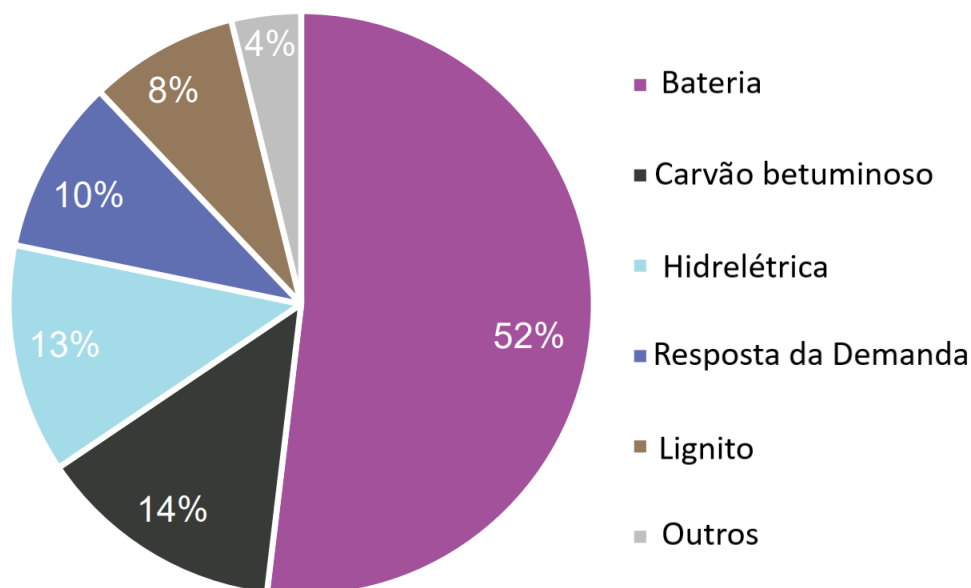
De forma mais ampla, em 2020, a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), dos EUA, permitiu através da Order No. 2222 a participação de agregadores de RED em todos os mercados atacadistas de eletricidade, capacidade e serviços ancilares, em competição direta com recursos tradicionais. A decisão da FERC exige que as operadoras regionais de transmissão (RTO) revisem suas regras de conexão para permitir a participação da agregação de RED, incluindo os requisitos de tamanho mínimo (ou seja, as agregações podem ser tão pequenas quanto 100 kW), requisitos de localização (ou seja, áreas nas quais os RED podem ser agregados) e requisitos de medição e telemetria. Além disso, as RTO também precisarão definir os requisitos de coordenação entre ela, o agregador, a concessionária de distribuição e a autoridade reguladora local. Segundo a decisão, os requisitos não devem criar barreiras indevidas à entrada de RED e agregadores, mas devem observar a segurança e a confiabilidade do sistema de distribuição local (FERC, 2024).

De forma similar, o operador independente do sistema de Nova Iorque (NYISO) lançou, em 2017, uma proposta de desenho de mercado que viabilizaria a participação dos RED não apenas no mercado atacadista de energia, mas também no de serviços ancilares, diretamente ou através de agregadores, quando os sistemas forem inferiores a 100 kW (IRENA, 2019a).

Quanto ao mercado de serviços ancilares, em geral, observa-se a participação dos RED através da criação de produtos de resposta rápida e rampa. Atualmente, baterias podem fornecer serviços ancilares na Austrália, Bélgica, Alemanha, Holanda, Reino Unido e EUA (IRENA, 2019c).

A título de exemplo, na Austrália, as baterias já correspondem a mais da metade das tecnologias ofertando controle de frequência no mercado de serviços ancilares (FCAS, Figura 5.12). Apesar desse mercado contar também com a participação de baterias de grande porte (que vêm crescendo no caso da Austrália), foi observado, em geral, um aumento de resposta da demanda e usinas virtuais (AEMO, 2024).

Figura 5.12. Participação das tecnologias no FCAS no segundo trimestre de 2024



Fonte: AEMO (2024)

5.3. Estrutura tarifária

Conforme análise apresentada pela PSR e Siglasul (2020), a experiência internacional em relação à estrutura tarifária para a baixa tensão está relacionada à presença de componentes fixos ou de demanda na maioria dos países, com o objetivo de reduzir subsídios cruzados pelo menor uso da rede pelos consumidores detentores de RED. Além disso, a presença de sinais temporais é também observada, como apresentado no Quadro 5.4.

Quadro 5.4. Resumo dos componentes tarifários nos casos selecionados

Caso estudado	Componentes BT			Variação
	Volumétrica	Fixa	Demanda	
Alemanha				Interrompível 2 postos
Austrália				TOU 3 postos
Califórnia				TOU/CPP/RTP 3 postos
Nova Iorque				TOU 2/3 postos
Itália				TOU 3 postos
Reino Unido				TOU 2/3 postos
Chile				TOU 2 postos
Colômbia				-
Brasil				Apenas tarifa branca

Fonte: Elaboração própria com base em PSR e SIGLASUL (2020) e RICO *et al* (2023)

Como destacado no estudo “*Utility of the Future*” do MIT (2016), até o momento, a maioria dos mercados energéticos internacionais utilizou tarifas simplificadas para consumidores de eletricidade, que vêm se mostrando inadequadas em um contexto de difusão de RED e gestão de recursos pelo lado da demanda. Apesar da simplicidade ser um princípio tarifário (Quadro 5.5) observado também no contexto nacional, as tarifas reguladas devem, idealmente, refletir as condições operacionais e necessidades de investimento do sistema, além de permitir a participação de todos os usuários. Por exemplo, variações temporais ou locacionais podem resultar em uso otimizado do AD, além de incentivar a adoção e operação de RED onde o sistema obteria mais benefícios.

Quadro 5.5. Princípios tarifários e base normativa nacional da estrutura tarifária

Princípio	Base Teórica	Base Normativa
Equilíbrio Econômico e Financeiro	Sustentabilidade da Empresa Estabilidade das Receitas	art. 9º, §3º, da Lei 8.987/1995 Contratos de Concessão e Permissão
Causalidade de Custos	Eficiência Econômica Carga crescente Peak Load Pricing Custo Marginal de Longo Prazo Planejamento Ótimo	Art. 14 do Decreto nº 62.724/1968 Art. 36 do Decreto nº 774/1993 Art. 13 da Lei 8.987/1995 Art. 3º XVIII da Lei nº 9.074/1995 Art. 7, II-V do Decreto nº 2.655/1998 Módulo 7 do PRORET (REN ANEEL nº 1.060/2023)
Modicidade	Modicidade	art. 6º, §1º da lei 8.987/1995
Generalidade	Universalização	art. 6º, §1º da Lei 8.987/1995 Decreto nº 11.628/2023
	Tarifa Social de Energia Elétrica	art. 6º, §1º da Lei 8.987/1995 Lei nº 10.438/2002
Aceitação Pública	Simplicidade Isonomia Estabilidade	Art. 15, §6 da Lei nº 9.074 Art. 7, I, do Decreto nº 2.655/1998

Fonte: ANEEL (2024a)

Apesar dos princípios tarifários citados no Quadro 5.5 serem observados na literatura internacional, em cada caso analisado as prioridades ou objetivos da regulação podem ser diferentes. Conforme analisado por Silva, Viana e Pereira (2020b), definir a estrutura tarifária de energia elétrica em um país é um processo decisório amplo, que deve levar em consideração a factibilidade de implementação e suas consequências em termos econômicos, sociais e ambientais.

Com base na experiência internacional, a recomendação das autoras no Projeto “Tarifa Moderna” é de adição de um sinal de preços horário à modalidade convencional monômnia, atualmente aplicada na baixa tensão, ou a substituição desta por tarifas multipartes (binômias ou trinômias) horárias. Em complemento, na análise regulatória associada a implementação destas tarifas, as autoras sugerem a migração compulsória para a nova estrutura tarifária, considerado determinado intervalo de tempo para a substituição dos medidores mecânicos por eletrônicos, caso seja necessário. Isso porque a migração voluntária só se concretiza à medida que o consumidor observa benefícios associados ao novo modelo, o que pode levar à permanência de grande número de consumidores no modelo tarifário vigente sem que, para isso, tenham proporcionado qualquer benefício ao sistema (SILVA; VIANA; PEREIRA, 2020d).

5.4. Regulação econômica da distribuição

Conforme mencionado, a difusão de RED está associada a desafios para a regulação do segmento de distribuição, sobretudo associados à lógica de remuneração e a presença de novos *drivers* de custo para atendimento às necessidades dos consumidores. Nesse sentido, o trabalho da PSR e SIGLASUL (2020) apresenta um resumo da experiência internacional no que tange a presença de mudanças na definição da receita regulatória das distribuidoras (Quadro 5.6). Dentre os pontos de destaque na análise, estão (PSR; SIGLASUL, 2020):

- a) A relevância de mecanismos para garantir a sustentabilidade financeira das distribuidoras em função da queda de consumo e investimentos na adaptação da rede no contexto de maior inserção dos RED é destacada em casos como Alemanha, Austrália, Itália e Califórnia. O *revenue-cap* e o *decoupling* são os mecanismos mais utilizados;
- b) O reconhecimento dos investimentos em adaptação da rede para garantir confiabilidade frente a complexidade e imprevisibilidade associada à difusão de RED tem suscitado debates sobre o aumento das tarifas dos consumidores, principalmente na Alemanha, Califórnia e Austrália;
- c) O uso de NWA é observado como um incentivo à utilização dos RED como ativos de rede em detrimento aos gastos tradicionais, com ênfase no caso da Austrália, Califórnia e de Nova Iorque, este último com destaque ao *Reforming the Energy Vision*, que atribui peso ao papel da distribuidora na integração dos RED;
- d) A influência dos RED nos custos de rede, em geral, é mais alta nos países desenvolvidos, enquanto nos países emergentes essa influência não é observada (exceto no caso do Chile onde a GD é levada em consideração para a projeção do modelo de rede de referência);
- e) Mecanismos de incerteza associados à difusão dos RED são aplicados apenas no Reino Unido, na Califórnia e em Nova Iorque.

Quadro 5.6. Resumo da experiência internacional relativa à receita regulatória das distribuidoras de eletricidade

Parâmetro	Alemanha	Reino Unido	Califórnia	Nova Iorque	Austrália	Chile	Índia	México	Colômbia	Espanha	Itália	Brasil
Regime de regulação	<i>Revenue Cap</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Revenue Cap</i>	Híbrido ¹⁹	<i>Revenue Cap</i>	<i>Price Cap</i>	<i>Rate of Return</i>	<i>Rate of Return</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Revenue Cap</i>	Híbrido ²⁰	<i>Price Cap</i>
Ciclo	5 anos	8 anos	3 anos	3 anos	5 anos	4 anos	5 anos	3 anos	5 anos	6 anos	8 anos	4-5 anos
Influência dos RED nos custos	Baixa	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	-	-	-	Alta	Alta	-
Equalização CAPEX/OPEX	Não	Sim	Não	Não	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
Abordagem OPEX	<i>Backward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Backward Looking</i>	<i>Backward Looking</i>	<i>Backward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Backward Looking</i>
Mecanismo de incerteza associado aos RED	Não	Sim	Sim	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não

¹⁹ Custo do Serviço + Performance Based Rate

²⁰ Price Cap + Rate of Return

De forma mais detalhada, a Alemanha possui cerca de 900 empresas operadoras do sistema de distribuição (DSOs), o que amplia a preocupação com as diferenças do nível de eficiência entre elas. Assim, o *revenue cap* foi introduzido em 2009, com um período regulatório de 5 anos. Sob esse modelo, a receita permitida para a empresa é determinada com base no custo real (OPEX e CAPEX) do “ano-base”, ou seja, dois anos antes do início do novo período regulatório. O regulador (Bundesnetzagentur, BNetzA) realiza um *benchmarking* de eficiência para definir metas individuais de eficiência para cada DSO em relação ao controle de custos. Esse chamado fator X individual é definido além de um fator X geral que abrange as mudanças de produtividade esperadas no futuro e se aplica igualmente a todas as DSOs. As empresas de rede ineficientes são obrigadas a eliminar sua ineficiência até o final do período regulatório seguinte, ou seja, dentro de 5 anos (BRUNEKREEFT *et al*, 2020).

Com relação aos cálculos de receita cabe destacar que há uma distinção entre custo “controlável” e “não controlável”. O último abrange questões que não estão sob a gerência do DSO e, portanto, geralmente é tratado como repasse e não está sujeito ao esquema de incentivo à eficiência. Além disso, o custo do investimento (CAPEX) é tratado de forma diferente do OPEX e, uma vez que se reconhece as grandes necessidades de investimento do segmento, o órgão regulador introduziu um *true-up* (ajuste) anual para mudanças nos custos de capital.

Na prática, o CAPEX *true-up* (ou *capital cost adjustment*) se aplica a todos os investimentos do DSO a partir do terceiro período regulatório, excluindo temporariamente o CAPEX do requisito de eficiência durante o período regulatório em andamento e o tratando como custos não. Nos períodos regulatórios subsequentes, o custo se tornará parte do benchmarking regular de eficiência, a fim de evitar incentivos para investimentos excessivos (BRUNEKREEFT *et al*, 2020).

No caso do Reino Unido, o *revenue cap* foi implementado no início da década de 1990 nas redes de transmissão e distribuição de eletricidade, intitulado RPI-X, no qual o regulador define a receita permitida para o período regulatório de 5 anos, bem como os ajustes de preços em termos de inflação e ganhos esperados de eficiência.

Apesar de considerado um sucesso em termos de redução de custos, sem prejuízos à qualidade do fornecimento, em 2010 o regulador britânico (OFGEM) iniciou a implementação de um modelo baseado em performance, intitulado RIIO, com o objetivo de fomentar investimentos e inovação no setor. O RIIO (acrônimo para “*Revenue = Incentive + Innovation + Output*”) possui quatro principais características (BRUNEKREEFT *et al*, 2020):

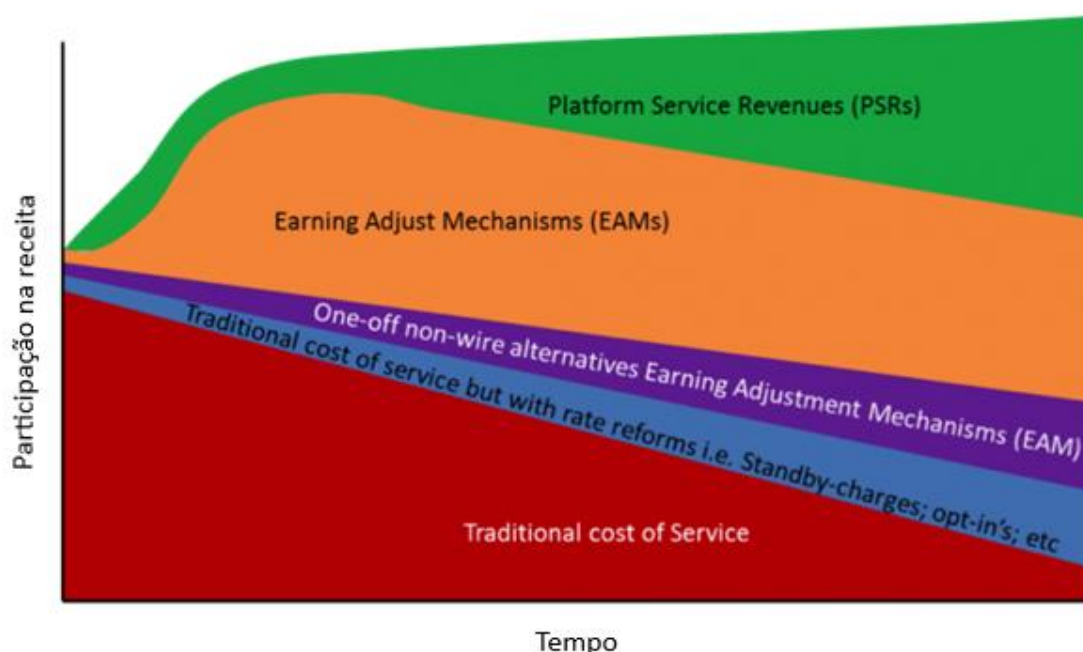
- a. Um período regulatório mais longo, de 8 anos;
- b. A aplicação de uma abordagem TOTEX, de modo a eliminar vieses entre CAPEX e OPEX;
- c. Incentivos à performance específicos, baseados em seis categorias de resultados esperados e mecanismos de incerteza; e
- d. Incentivos específicos à inovação.

As seis categorias de resultados são: confiabilidade e disponibilidade; meio ambiente, conexões, serviço ao consumidor, obrigações sociais e segurança. A partir dessas categorias de resultados, as empresas definem os resultados específicos, e têm

incentivos associados para atingir o objetivo. Nesse caso, a regulação mantém características do modelo por incentivos (revenue cap), mas a forma de avaliação da receita foi modificada de uma abordagem focada no custo (input) para o resultado atingido (output) (BRUNEKREEFT *et al*, 2020).

Por fim, no caso de Nova Iorque, o *Reforming the Energy Vision (REV)* é uma política implementada em 2015 com o objetivo de modificar toda a visão sobre o setor energético, baseado no diagnóstico de que as inovações tecnológicas não foram acompanhadas por mudanças no funcionamento da indústria energética. Apesar de representar um esforço amplo de transição energética, o REV apresenta diversos pontos associados aos RED, como a evolução da distribuidora para uma *distributed system platform (DSP)* que, com o tempo, passa a ter sua receita não associada ao custo do serviço apenas, mas principalmente à sua função como plataforma (as chamadas receitas de serviço de plataforma – PSRs), como apresentado na Figura 5.13.

Figura 5.13. A evolução da remuneração da distribuidora no modelo DSP



Fonte: MITCHELL (2017)

Além disso, o REV estabeleceu o *earning adjustment mechanism*, que consiste em um mecanismo de incentivo para que as distribuidoras atinjam as metas acordadas com o regulador individualmente. Os componentes do EAM são a eficiência do sistema e redução do pico, eficiência energética, interconexão (i.e., melhorias no processo de conexão de GD); engajamento dos usuários em programas inovadores e redução dos gases de efeito estufa (PSR; SIGLASUL, 2020). Assim, o objetivo é uma transformação gradual para que a distribuidora tenha incentivos para novos comportamentos, relacionados às oportunidades que os RED oferecem.

5.5. Operação do sistema e regulação técnica

Em geral, como já mencionado, a operação do sistema precisa evoluir para uma maior participação de recursos distribuídos e em menor escala. Para tal, a regulação

técnica na experiência internacional tem sido aprimorada com mecanismos de mitigação dos impactos da difusão de RED. Na Austrália, por exemplo, o uso de inversores eletrônicos inteligentes passou a ser obrigatório, garantindo que os RED possam ser despachados pela distribuidora local no sentido de, dinamicamente, ajustar o nível de injeção da geração ao sistema de distribuição. Em casos como Alemanha, Itália e Japão a exigência de controle Volt/VAr dos inversores viabiliza a regulação de tensão pela própria GD (ANEEL, 2022b).

Para além desse aspecto, já explorado no âmbito da TS 11/2021, a análise da IRENA (2019) apresenta uma revisão de iniciativas recentes no que tange a operação do sistema em um setor elétrico em transformação, no qual se incluem os RED. Como mencionado na seção 3 (FUNDAMENTOS TEÓRICOS), não apenas o papel do operador do sistema de distribuição precisará evoluir, mas também os mecanismos de cooperação entre a operação da transmissão e da distribuição. O Quadro 5.7 sintetiza os exemplos apresentados pela IRENA de iniciativas de coordenação TSO-DSO.

Quadro 5.7. Exemplos de iniciativas de coordenação TSO-DSO na experiência internacional

País	Projeto/Iniciativa	Descrição
Bélgica	Contratação conjunta de serviços de flexibilidade	TSOs usam RED para balancear geração e demanda. DSOs avaliam os RED para selecioná-los para fornecimento de serviços. TSOs e DSOs têm plataforma compartilhada de compartilhamento de dados para bom funcionamento do mercado, substituindo os contratos bilaterais antes firmados pelo TSO.
Alemanha	ENERA	O ENERA foi um dos cinco projetos de demonstração selecionados pelo programa SINTEG, com objetivo de desenvolver soluções para a participação de RED no mercado atacadista e de serviços ancilares, com o uso de dados para criação de um operador de rede inteligente e viabilizar a contratação de serviços de flexibilidade a nível da distribuição. Como resultado, foi desenvolvida em 2018 uma plataforma de mercado local para operadores contratarem serviços de flexibilidade.
Reino Unido	Open Networks	O projeto tem como objetivo aprimorar as distribuidoras para atuarem como operadores do sistema, além de implementar mecanismos de coordenação TSO-DSO. O projeto pretende detalhar processos, papéis e responsabilidades associados a essa coordenação, além de endereçar o problema do fluxo de energia sendo exportado da distribuição para a rede de transmissão.

Dinamarca, Itália e Espanha	Smart Net	O projeto é financiado pelo programa Horizon 2020 da União Europeia, e tem como objetivo identificar modelos de interação entre TSO e DSO, através de compartilhamento de dados para monitoramento e contratação de RED para serviços ancilares. Pilotos estão sendo desenvolvidos na Dinamarca (uso de dados de medidores inteligentes para avaliar e controlar consumo e facilitar balanceamento e gestão de congestão através de sinais de preço) e Itália (agregação de dados em tempo real dos RED, gerenciado de forma centralizada pelo TSO).
Grécia, Espanha e Suécia	CoordiNet	Implementado em janeiro de 2019 na Grécia, Espanha e Suécia, o projeto busca identificar as alterações necessárias na regulação técnica e demonstrar a ativação e oferta de serviços através de uma plataforma com coordenação conjunto dos operadores.

Fonte: IRENA (2019)

O processo de descentralização tem suscitado, ainda, discussões sobre o surgimento de mercados a nível da distribuição, como é o caso dos mercados locais de flexibilidade, reconhecidos como um mercado de compra e venda de flexibilidade no nível da rede de distribuição ou em uma área geográfica limitada com o objetivo de permitir um despacho ótimo dos RED e evitar custos de reforço ou investimentos na rede. Assim, este mercado parte de mecanismos de coordenação para melhorar o gerenciamento da rede ao utilizar os RED (REBENAQUE *et al*, 2023). Como reconhecido pela ANEEL (2022b), essas soluções podem ser testadas em âmbito de sandbox regulatório, em ambiente experimental, como no caso do Reino Unido (Quadro 5.8).

Quadro 5.8. O surgimento de mercados locais de flexibilidade: o caso do Piclo Flex

Piclo, uma empresa de desenvolvimento de software (anteriormente intitulada *Open Utility*) ativa no setor de energia desde 2013, desenvolveu uma plataforma independente de contratação de flexibilidade pelos DSOs do Reino Unido. A plataforma, chamada Piclo Flex, teve o piloto financiando pelo Department of Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS) do Reino Unido em 2018, com apoio do regulador para teste das soluções propostas e participação dos seis grandes DSOs do país. No ano seguinte, a plataforma teve seu lançamento comercial e assinou acordos com três dos seis DSOs iniciais para desenvolver as atividades de contratação de flexibilidade. Em março de 2019, ocorreu o primeiro leilão para a UK Power Networks, para atender às necessidades de 2019/20 e 2020/21, com 6 fornecedores de flexibilidade contratados, correspondendo a 18,1 MW (SCHITTEKATTE; MEEUS, 2020).

Em suma, a plataforma permite que os fornecedores de flexibilidade registrem seus ativos para se qualificarem e darem lances em leilões (Figura 5.14). Sob a ótica da distribuidora, esta publica suas necessidades de flexibilidade e têm visualização dos ativos qualificados nos locais em que há restrições da rede. Assim, forma-se um mapa que detalha a oferta de flexibilidade a partir de atributos locais, técnicos e temporais.

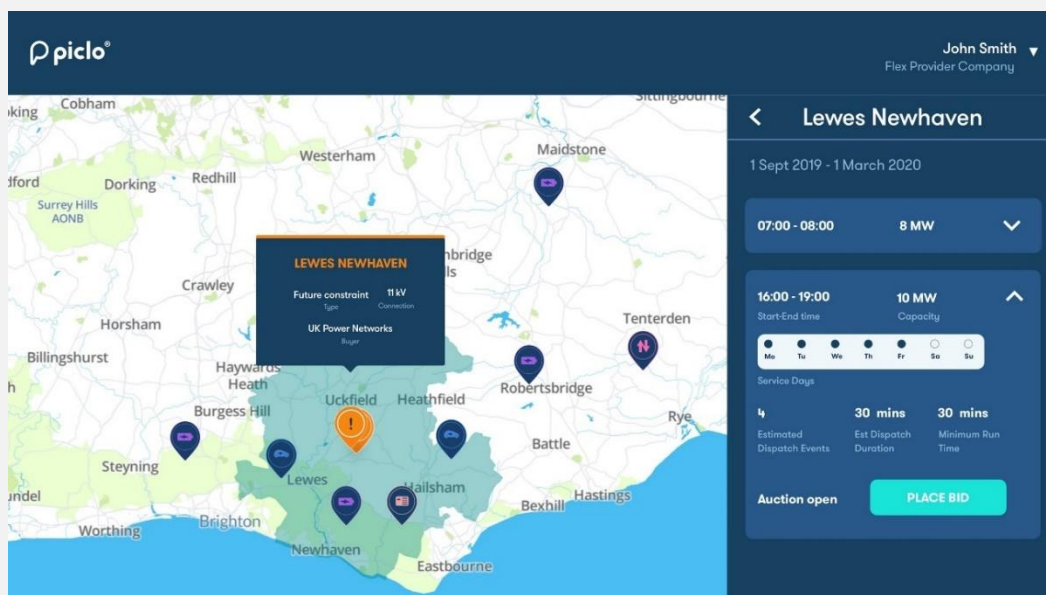


Figura 5.14. Exemplo da plataforma Piclo na visão do consumidor
Fonte: COLTORPHE e PRATT (2018)

No leilão de 2020, a UK Power Networks firmou contratos de flexibilidade no montante de £14 milhões, com destaque para a participação do armazenamento de energia, incluindo veículos elétricos. Além destes, também são habilitados recursos de RD e geradores distribuídos.

Asset Technology	Secure - awarded capacity (MW)	Sustain - awarded capacity (MW)	Dynamic - awarded capacity (MW)	Total awarded capacity (MW)	Number of unique awarded assets	Total value accepted (£m)
Generator	9.9	0	30.6	40.5	11	£2.1m
Storage (including EVs)	38.4	1.7	40.0	80.1	670	£11.4m
DSR	1.0	0	1.4	2.4	8	£0.5m
Total	49.3	1.7	72	123	689	£14.0m

Table 1: Awarded capacity and contract value split by Asset Technology

Figura 5.15. Potência contratada e valor por tipo de tecnologia
Fonte: PICLO (2020)

5.6. Temas correlatos e transversais

A partir das experiências coletadas e sintetizadas nas seções anteriores, alguns temas se destacam como transversais (ou seja, relevantes para mais de uma das áreas analisadas) ou correlatos (relacionados aos requisitos para a difusão de RED). Destes, destacamos quatro, apresentados de forma não exaustiva: medição inteligente; acesso e gerenciamento de dados de consumo e de RED; microrredes, usinas virtuais e comunidades energéticas; e sandboxes regulatórios.

5.6.1. *Medição Inteligente*

A medição inteligente é considerada fator essencial na discussão sobre responsividade dos consumidores aos preços e ampliação da digitalização do sistema elétrico. Conforme discutido pela EPE (2021b) no Informe Técnico “Experiência Internacional com Tarifas Dinâmicas de Eletricidade”, o parque de medição brasileiro, em especial na baixa tensão, é muito incipiente. Um elemento crítico associado ao *rollout* de medidores inteligentes é a alocação de custos associados a essas trocas e como incentivar esse processo considerando a complexidade socioeconômica um país de renda média como o Brasil. Assim, apesar de diversos países na experiência internacional terem experiências bem-sucedidas na difusão generalizada de medidores inteligentes, com destaque para a Itália e alguns estados da Austrália (como Victoria), a presente seção focará nas experiências do Chile e da Colômbia.

O Chile foi o primeiro país da América Latina a definir a regulação para a implementação da medição inteligente e estabelecer um *rollout* mandatório, com repasse do custo da substituição de medidores para a tarifa regulada. Esta decisão se deu apesar do regulador ter realizado duas análises de custo-benefício (ACB) com resultados inconclusivos, e a meta estabelecida era a substituição total até 2025. Na prática, o *rollout* passou por um período de estagnação e a substituição dos medidores tornou-se voluntária, atingindo 9% das unidades consumidoras (500 mil unidades). Alguns fatores foram considerados determinantes para esse resultado (GIZ, 2024):

- i. Atraso na definição de funcionalidades mínimas para os medidores;
- ii. Incertezas regulatórias sobre o tema;
- iii. Inexistência de um plano de comunicação sobre o *rollout*; e
- iv. Ambiente político conturbado, resultando em rejeição popular.

Em 2019, a CNE publicou os requisitos técnicos mínimos para os sistemas de medição inteligente a serem implementados. Destacam-se as seguintes funcionalidades: leitura de potência ativa, limitação de potência, comunicação bidirecional, leitura e desligamento remotos e protocolos para detecção e prevenção de fraudes (GIZ, 2024).

A Colômbia iniciou o processo de implementação de medição inteligente motivada, principalmente, pela necessidade de redução de perdas não técnicas, possibilidade de postergação de investimentos na rede de distribuição (em função do controle de cargas) e a redução dos custos de leitura dos medidores e interrupção do

fornecimento. Uma análise de custo-benefício realizada em 2020 apontou um resultado positivo, de modo que o regulador determinou a substituição voluntária, com custos alocados sob as distribuidoras. Além disso, foi estabelecido um encargo na tarifa regulada para a criação de um agente independente, responsável pela gestão dos dados de medição. A difusão da medição inteligente no país está na faixa de 4%, com cerca de 540 mil equipamentos instalados, com requisitos técnicos similares aos do caso Chileno (GIZ, 2024).

5.6.2. Acesso e gerenciamento de dados

A modernização dos mercados, bem como a otimização dos RED apontada nas seções anteriores, exige o acesso a dados de qualidade sobre o perfil do consumidor e dos RED. Assim, o compartilhamento de dados de medição é elemento essencial para o funcionamento dos mercados competitivos e permite uma tomada de decisão mais acurada, seja por parte das distribuidoras, comercializadoras ou dos agregadores. Além disso, a própria cooperação entre TSO e DSO exige o gerenciamento e acesso a dados e informações em tempo real, não só do tipo de RED e a capacidade conectada aos sistemas, mas também suas características e padrão de comportamento (IRENA, 2019).

Não obstante, em um contexto de novas atividades e modelos de negócio associados à difusão dos RED, o acesso e análise de dados pode ser elemento crítico para a viabilização de serviços mais adequados ao consumidor. Com base na análise de que os dados são de propriedade do consumidor e de que este é um ativo relevante a ser compartilhado com terceiros - a critério e com consentimento do consumidor-, é que surge o conceito de *Open Energy*, com uma proposta de utilização de mecanismos interoperáveis para viabilização de trocas de dados de forma segura e padronizada.

Conforme apresentado pelo estudo do BIP Group e da Associação Brasileira de Comercializadores de Energia (ABRACEEL), o Open Energy tem sido utilizado em diversos países desde o fim do século passado, com diferentes objetivos e setores de aplicação (Quadro 5.9).

Quadro 5.9. Exemplos de movimentos associados ao compartilhamento de dados

Ano	Movimento	
1998	Reino Unido: Estrutura do mercado favoreceu a criação da Associação ElectraLink, orientada ao compartilhamento de dados	
2012	Europa: Período de discussão e entrada em vigência da Lei de Proteção de Dados Europeia	EUA: Green Button foi inspirado no Blue Button da Saúde, com foco em empoderar consumidores
2017		Portugal: Resultado da abertura do mercado livre de energia
2018	Austrália: Open Energy dentro do movimento <i>Consumer Data Right</i> com foco em empoderar o consumidor e digitalizar a Economia	
2019	Reino Unido: Criação da Iniciativa de Open Energy de UK, focada em Economia de baixo Carbono e Open Access	

2021	Brasil: Criação do Open Finance Brasil, com objetivo de empoderar o consumidor e ampliar a competitividade do mercado
------	--

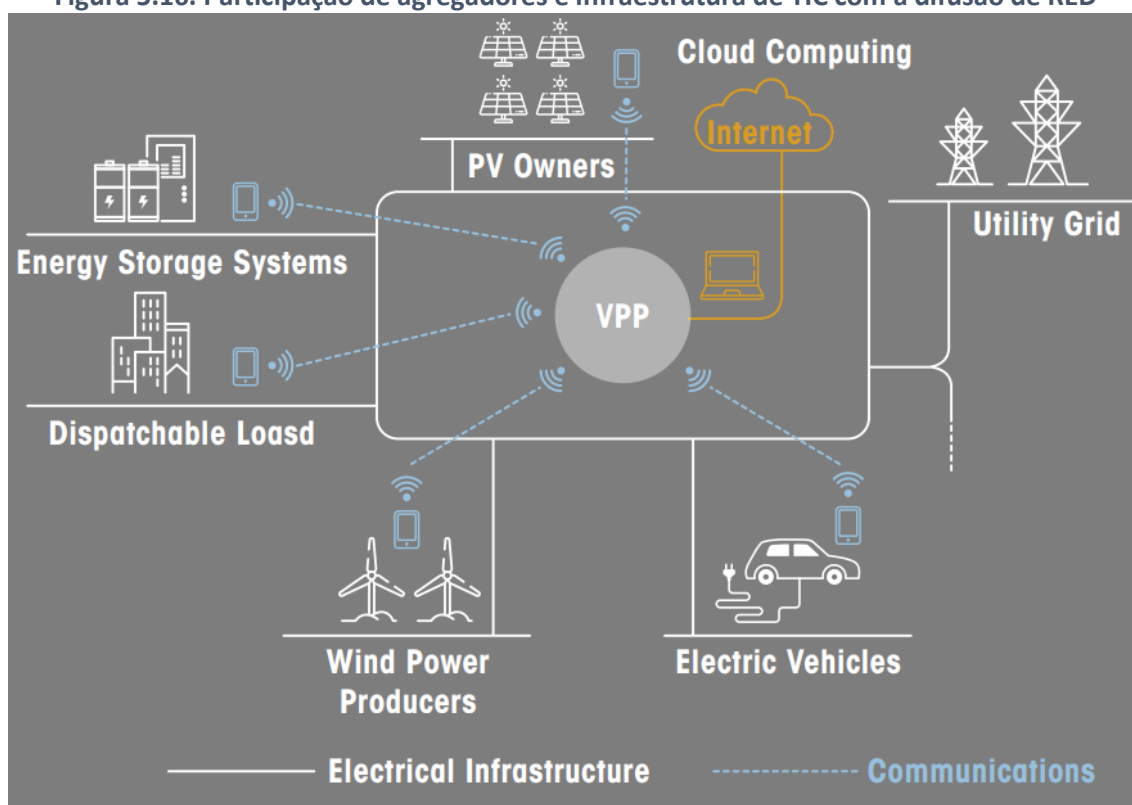
Fonte: BIP Group e ABRACEEL (2024)

5.6.3. Microrredes, usinas virtuais e comunidades energéticas

Com o avanço dos RED, diferentes modelos de agregação têm surgido, incluindo aqueles que focam na interseção entre digitalização e descentralização, como é o caso das microrredes e usinas virtuais. Microrredes podem ser definidas como uma forma de infraestrutura de energia integrada com recursos de GD e cargas, com capacidade de atender à demanda de eletricidade por meio de geração local, principalmente de fontes de energia renováveis, utilizando frequentemente sistemas de armazenamento. Além disso, as microrredes podem ser isoladas, atuando de forma autônoma – modelo historicamente aplicado em áreas remotas –, ou conectada à rede (IRENA, 2019). Recentemente, as microrredes têm sido utilizadas como uma alternativa para as distribuidoras e terceiros na resiliência da rede, sobretudo no que tange ao aumento de eventos climáticos extremos. Na Austrália, por exemplo, verifica-se um crescente número de projetos de microrredes e usinas virtuais com foco no uso dos RED para redução das interrupções no fornecimento (PSR; SIGLASUL, 2020).

As usinas virtuais, de forma semelhante, podem ser analisadas como uma forma de agregação de RED, com o objetivo de viabilizar a provisão de serviços à rede, controlada por uma central de sistemas de tecnologia de informação e comunicação (TIC), em que os dados de previsão climática, preços no mercado atacadista e tendências de geração e consumo são otimizadas para a operação dos RED incluídos na VPP. A figura Figura 5.16 apresenta uma sistematização do modelo de VPP e sua relação com os diferentes recursos, agentes e infraestruturas do sistema elétrico.

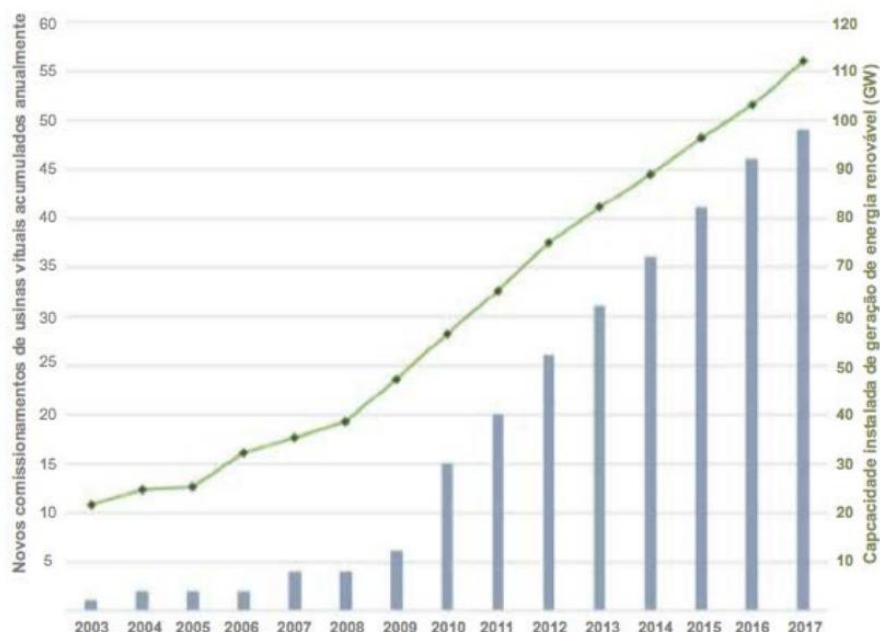
Figura 5.16. Participação de agregadores e infraestrutura de TIC com a difusão de RED



Fonte: IRENA (2019d)

A experiência internacional apresenta um conjunto de iniciativas recentes de microrredes e usinas virtuais. Conforme apresentado na Figura 5.17 e analisado por PSR e SIGLASUL (2020), o caso da Alemanha apresenta um crescimento de usinas virtuais relacionado ao aumento da participação de recursos renováveis, sobretudo distribuídos, em um movimento que sugere uma contribuição dessas usinas na integração desses recursos, além de atuarem no fornecimento de flexibilidade para a rede.

Figura 5.17. Avanço de Usinas Virtuais e da Capacidade Instalada de Energias Renováveis na Alemanha



Fonte: GIZ (2019) *apud* PSR e SIGLASUL (2020)

No caso da Itália, as chamadas Unidades Mistas Virtualmente Agregadas (UVAM, em tradução livre) são exemplos de usinas virtuais que utilizam unidades consumidoras, geradores e armazenamento distribuídos para fornecer serviços à rede, como gestão da congestão, balanceamento e reservas secundárias e terciárias. Até 2021, eram mais de 220 UVAMs cadastradas, com potência de aproximadamente 1.280 MW (TERNA, 2022).

Além das motivações técnicas, associadas ao aumento da resiliência da rede, e econômicas, relativas à receita obtida com o fornecimento de serviços ao sistema, observa-se um crescimento de microrredes com ênfase em benefícios sociais e aceitação comunitária (WRIGHT *et al.*, 2024). Assim, as comunidades de energia têm sido debatidas como uma nova configuração local de consumo e gestão do consumo de energia. Klein e Coffe (2016) definem comunidades de energia como

“um projeto ou programa iniciado por um grupo de pessoas unidas por uma localização geográfica local comum (em nível de cidade ou menor) e/ou um conjunto de interesses comuns; no qual alguns ou todos os benefícios e custos da iniciativa são aplicados a esse mesmo grupo de pessoas; e que incorpora uma tecnologia de geração de energia distribuída (para eletricidade, calor ou transporte) baseada em recursos de energia renovável (solar, eólica, hídrica, biomassa, geotérmica) e/ou métodos/tecnologias de conservação/eficiência energética.”

Na experiência internacional, os casos da Europa e da Colômbia se destacam na temática de comunidades energéticas. No primeiro, o REPowerEU estabeleceu o objetivo de implementar pelo menos 1 comunidade energética por município com mais de 10 mil habitantes até 2025 (EU, n.d.). No caso da Colômbia, em 2023, as comunidades

energéticas foram inseridas no Plano Nacional de Desenvolvimento, com posterior implementação do Decreto 2236, conhecido como “Decreto de Comunidades Energéticas” (DNP, 2023). Segundo análise de Rozite *et al* (2023), modelos de comunidades energéticas podem ser mecanismos efetivos para atingir uma transição energética sustentável, não apenas comprovando os benefícios de avaliar as especificidades locais, mas também destacando o valor associado às abordagens centradas em pessoas.

5.6.4. *Sandboxes regulatórios*

Sandboxes regulatórios são iniciativas de teste de soluções inovadoras e promoção de aprendizado regulatório, geralmente através da derrogação de normas vigentes por um período determinado e em ambiente controlado. Outras formas de experimentação incluem projetos-piloto (regulatórios ou não), *living labs* e *test beds* (ENTEC, 2023).

Os *sandboxes* são reconhecidos como uma ferramenta relevante para a criação de regulações mais dinâmicas e flexíveis e para fomentar a inovação no setor elétrico. Na experiência internacional, países europeus se destacam na implementação de *sandboxes*, com duas ondas de adoção desse instrumento: a primeira em 2015, com o pioneirismo dos Países Baixos, Reino Unido e Alemanha; seguida da segunda onda em 2019, com projetos observados na Noruega, França, Bélgica, Áustria e Espanha (AYDIN; YARDIMCI, 2024).

Por sua natureza flexível, os *sandboxes* foram observados na experiência internacional como um instrumento voltado à superação de desafios amplos da transição energética, passando pelos objetivos de descarbonização até iniciativas de digitalização dos sistemas. No entanto, a integração de recursos de geração e armazenamento distribuídos e a participação mais ativa do consumidor nos sistemas energéticos do futuro se destacam nos países.

Na Austrália, por exemplo, os projetos estão voltados ao fornecimento de serviços de flexibilidade para garantir a estabilidade da rede, a adoção de abordagens integradas em vários setores para acomodar RED e sistemas de armazenamento e outras soluções atrás do medidor, além da implementação de testes regulatórios para explorar novos modelos de negócios e tarifas, bem como tecnologias emergentes. No Reino Unido, o programa *Innovation Link* oferece suporte a empresas que buscam testar ou lançar novos produtos, serviços, técnicas ou estruturas comerciais no setor de energia. Por fim, nos EUA, os *sandboxes* estão associados à difusão de GD, AD e outras soluções tecnológicas e inovadoras, com o objetivo de facilitar a transformação da rede através de uma abordagem regulatória integrada (AYDIN; YARDIMCI, 2024).

6. PROPOSTAS REGULATÓRIAS MAPEADAS

Nas seções anteriores, foram apresentadas as etapas de levantamento da experiência nacional e internacional sobre aprimoramentos regulatórios para a integração de RED nos mercados de energia. A próxima etapa consiste na sistematização

das propostas regulatórias mapeadas, que serão apresentadas por categoria analisada no *roadmap*.

6.1. Desenho de mercado

a. Regulamentação inicial do armazenamento de energia (CP 39)

No âmbito da TS 11/2021, uma das propostas elaboradas para o curto prazo incluía a definição regulatória para o armazenamento de energia, incluindo: (i) permissão de injeção de energia na rede; (ii) permissão de utilizar AD em conjunto com sistemas de GD; (iii) possibilidade de limitar a quantidade de energia injetada; (iv) tecnologias de armazenamento que poderão ser utilizadas; e (v) possibilidade de prestação de serviços ancilares. No entanto, a TS 11/2020 já havia tratado do tema de armazenamento e, como resultado, em 2022 a ANEEL propôs o *roadmap* sobre o tema, com três ciclos de 18 meses cada, no período entre 2023 e 2027. Assim, consideramos a manutenção da proposta original da ANEEL.

- *Origem da proposta:* Item previsto na agenda regulatória da ANEEL.
- *Situação atual:* Em setembro de 2024, a ANEEL aprovou a primeira revisão da agenda regulatória, postergando a atividade associada à adequação regulatória para sistemas de armazenamento para 2025, tendo em vista a previsão de abertura de CP no segundo semestre de 2024. Ademais, o ONS divulgou, também em setembro, os seis assuntos regulatórios prioritários do ano, sendo dois deles RED e armazenamento de energia.
- *Período:* Curto prazo.

b. Aprimorar regulação de Resposta da Demanda (RD), com ênfase em consumidores de pequeno porte

A ANEEL estabeleceu o programa estrutural de RD através da REN nº 1.040/22. Além disso, a Resolução Autorizativa nº 12.600/2022, autorizou o ONS a realizar projeto-piloto para contratação de Resposta da Demanda como um produto por disponibilidade, previsto para o segundo semestre de 2024.

- *Origem da proposta:* Item previsto na agenda regulatória da ANEEL.
- *Situação atual:* O ONS abriu edital para a realização de mecanismo competitivo, no âmbito do *sandbox* regulatório de resposta da demanda, para a contratação de ofertas de redução de demanda para atendimento ao produto disponibilidade no período de 01 de novembro de 2024 a 31 de janeiro de 2025.
- *Período:* Curto prazo.

c. Explorar programas de eficiência energética e resposta da demanda baseados em economia comportamental

Além da experiência de *sandbox* regulatório de RD em andamento no país, a análise da EPE (2019) apresenta ganhos de distribuidoras na experiência internacional associadas à aplicação de conceitos de economia comportamental, psicologia e neurociência nos seus programas de resposta da demanda e eficiência energética, com ênfase no consumidor de pequeno porte (residencial e comercial). Assim, como já proposto,

existem exemplos de instrumentos e ferramentais comprovados internacionalmente que exigem baixo investimento em infraestrutura, e poderiam ser mais explorados no país.

- *Origem da proposta:* Experiência Internacional e análise da EPE (2019).
- *Situação atual:* Atualmente, os programas piloto de RD nacionais focaram em consumidores industriais, no ambiente de contratação livre. O uso de ferramentas de economia comportamental é mencionado no âmbito *sandbox tarifário* da ANEEL em andamento, em que as distribuidoras testarão novas modalidades tarifárias com consumidores de baixa tensão. Os resultados podem fornecer subsídios para aprimoramentos futuros em programas de RD e eficiência energética.
- *Período:* Curto-médio prazo.

d. Estabelecer serviços que poderão ser prestados pelo armazenamento (e.g., através de agregadores)

O *roadmap* regulatório de três ciclos para a regulamentação dos sistemas de armazenamento apresentado como resultado da TS nº 11/2020 da ANEEL destaca a necessidade de definições associadas ao armazenamento. Um elemento central apresentado na análise é a definição dos serviços a serem prestados por estes recursos, o que garantiria previsibilidade de receita para os projetos. Na experiência internacional, a inclusão do armazenamento em serviços já previstos na regulação é observada como um acelerador deste processo, com posterior criação de serviços específicos (como de rampa e resposta rápida).

- *Origem da proposta:* Recomendação apresentada na TS nº 11/2021 da ANEEL.
- *Situação atual:* Apesar do Brasil ainda não possuir regulação específica para sistemas de armazenamento, o tema está previsto na Agenda Regulatória da ANEEL, conforme *roadmap* estabelecido pela Agência. No entanto, com esta proposta, destaca-se a necessidade de permitir a participação deste recurso na prestação de serviços existentes.
- *Período:* Curto-médio prazo.

e. Avaliar a criação de mecanismo concorrencial para contratação de serviços ancilares

As mudanças observadas no setor elétrico, e descritas ao longo do relatório, implicam em tendências nos próximos anos, dentre as quais se incluem a inserção de RED, que modificam o planejamento e operação do sistema de forma significativa. Na experiência internacional, a neutralidade tecnológica é requisito para a integração desses recursos aos mercados, com foco na contratação via mecanismos de mercado, com sinais de preço adequados. No caso brasileiro, ainda que esta não seja a realidade, recomendações apontam que a regulamentação dos serviços ancilares deve convergir para a contratação unificada e competitiva de todas as tecnologias aptas a prover cada serviço ancilar (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2022).

- *Origem da proposta:* Proposta identificada no âmbito de iniciativas de modernização do setor elétrico, segundo análise da EPE (2021a).
- *Situação atual:* O ONS definiu os serviços ancilares como um dos assuntos regulatórios prioritários nos últimos anos. O aprimoramento da contratação desses serviços tem sido pauta nas discussões com a ANEEL, com autorização para realização de *sandboxes* e elaboração de Nota Técnica para estruturação de mecanismo competitivo para aquisição de suporte de potência reativa, ambos em 2023. Apesar dos avanços, o tema é complexo e, portanto, deve suscitar discussões adicionais nos próximos anos.
- *Período:* Curto-médio prazo.

f. Estabelecer arcabouço de interação entre DSO, ONS e fornecedores de serviços ancilares

A integração dos RED aos sistemas elétricos levanta questões sobre os potenciais benefícios que estes recursos podem ter ao fornecerem serviços ancilares e a nível da distribuição. Um passo inicial na obtenção destes benefícios está na evolução do próprio modelo das distribuidoras, para uma gestão mais ativa, e sua interação com o operador do sistema de transmissão e terceiros, que podem ofertar tais serviços.

- *Origem da proposta:* Experiência Internacional.
- *Situação atual:* Atualmente, o ONS e ANEEL discutem o modelo de cooperação ONS-DSO, conforme apresentado nos assuntos regulatórios prioritários do ONS, entre os quais se incluem os RED.
- *Período:* Médio-longo prazo.

g. Avaliar criação de novos serviços ancilares (e.g. através de pilotos)

Além da inclusão dos RED como recursos elegíveis aos serviços existentes, quando possível, um movimento seguinte é a criação de serviços de resposta rápida e rampa, como observado no caso da Austrália, visando aproveitar as características destes recursos distribuídos, com destaque para o armazenamento.

- *Origem da proposta:* Experiência Internacional.
- *Situação atual:* O ONS obteve autorização, em 2023, para realizar *sandboxes* regulatórios, com serviços específicos priorizados na análise. Esse pode ser um primeiro passo para novos *sandboxes* no futuro, à medida em que se evolua nos mecanismos de coordenação entre ONS e distribuidoras.
- *Período:* Médio-longo prazo.

6.2. Tarifas

a. Acompanhar regra de transição da Lei nº 14.300 (MMGD)

A Lei nº 14.300/22 institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída e estabelece a gradual transição do SCEE para retirada da isenção de incidência de

componentes tarifárias (de forma específica, a remuneração dos ativos do serviço de distribuição, depreciação dos ativos de distribuição e custo de operação e manutenção do serviço de distribuição) sobre a energia elétrica ativa compensada. O acompanhamento desta transição é fundamental para compreender as mudanças de comportamento do mercado nos próximos anos.

- *Origem da proposta:* Item previsto na agenda regulatória da ANEEL.
- *Situação atual:* A ANEEL realiza um acompanhamento sobre o tema, com divulgação em painéis de dados. Além disso, anualmente a EPE avalia as perspectivas de MMGD e baterias atrás do medidor no horizonte decenal.
- *Período:* Contínuo.

b. Estabelecer metodologia de valoração de custos e benefícios da MMGD

A Lei nº 14.300/22 estabelece em seu art. 17 que competirá ao CNPE estabelecer as diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da MMGD, o que ocorreu em maio de 2024, através da Resolução nº 2/2024. Em seguida, a ANEEL deverá estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios, considerando todos os benefícios, incluídos os locacionais da microgeração e minigeração distribuída ao sistema elétrico compreendendo as componentes de geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição.

- *Origem da proposta:* Item previsto na agenda regulatória da ANEEL.
- *Situação atual:* Segundo Painel interativo do Cronograma Referencial das Atividades Regulatórias da ANEEL²¹, o estudo está previsto para 2026 e a instrução ainda não foi iniciada.
- *Período:* Curto prazo.

c. Avaliar resultados dos *sandboxes* tarifários

Conforme apontado pela EPE (2021b) na análise da experiência internacional com tarifas dinâmicas, o *sandbox* tarifário em andamento possibilita a experimentação de modelos não convencionais de tarifas pelas distribuidoras por meio de projetos-piloto no âmbito do programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) gerido pela ANEEL. Esta seria, portanto, uma importante medida para testar a aplicação de novos modelos tarifários na baixa tensão.

- *Origem da proposta:* Item previsto na agenda regulatória da ANEEL.
- *Situação atual:* Em 2021, a REN nº 996 regulamentou o desenvolvimento de projetos-piloto para faturamento diferenciado. Entre 2022 e 2023, foram realizadas a 1ª Chamada Pública de *sandboxes* tarifários, com início dos projetos em 2024. A 2ª Chamada foi aberta em 2023, com autorização em junho de 2024 para início dos projetos.

²¹ Disponível em

<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/agendaRegulatoria/CronogramaReferencialRealizacaoAtividadesRegulatorias>

- *Período:* Curto prazo.

d. Estabelecer plano de comunicação com os consumidores

Como apresentado pelo P&D Tarifa Moderna, os consumidores de energia elétrica têm, em média, dificuldades para o pleno entendimento dos componentes da fatura de energia elétrica na forma em que ela é apresentada, o que dificulta a aceitação e visualização de benefícios associados a novas modalidades tarifárias. Essa barreira pode ser superada com planos de comunicação que englobem apresentações didáticas sobre tais mudanças (SILVA; VIANA; PEREIRA, 2020c).

- *Origem da proposta:* Experiência Internacional.
- *Situação atual:* Os projetos no âmbito do *sandbox* tarifário preveem ações de comunicação com os participantes. Os resultados desses processos devem constar dos relatórios finais, a serem apresentados para a ANEEL.
- *Período:* Curto-médio prazo.

e. Implementar tarifas pelo menos binômias, com variação temporal

As tarifas atualmente aplicadas aos usuários de baixa tensão com medidores convencionais possuem apenas uma componente volumétrica (\$/kWh) sem distinções horárias. A inserção da componente fixa (\$/mês) na tarifa de energia elétrica cobrada aos usuários de baixa tensão tem como objetivo recuperar ao menos os custos comerciais incorridos pela distribuidora de energia elétrica, reduzindo subsídios cruzados entre consumidores e prosumidores (PSR; SIGLASUL, 2020).

- *Origem da proposta:* Experiência Internacional e recomendações da TS nº 11/2021 da ANEEL.
- *Situação atual:* Entre junho e setembro de 2024, a ANEEL abriu a Tomada 011/2024 com o objeto “Obter subsídios para definição dos assuntos e ações regulatórias necessárias para modernização das tarifas de distribuição – roadmap”. Ademais, como analisado por PSR e SIGLASUL (2020), a ANEEL e o Ministério de Minas e Energia vêm realizando estudos e consultas à sociedade sobre a implementação de tarifas binômias.
- *Período:* Curto-médio prazo.

f. Avaliar evolução para granularidade locacional nos sinais econômicos a nível da distribuição

Conforme explicitado pela EPE (2019), sinais econômicos eficientes e corretos são uma maneira de colocar todos os recursos, centralizados e distribuídos, em pé de igualdade para deixar que as decisões dos agentes – incluindo o consumidor – conduzam à economicidade, segurança e sustentabilidade no suprimento de energia elétrica. A granularidade locacional permite uma melhor visualização dos impactos locais dos RED, promovendo maior refletividade de custos que os usuários imputam à rede.

- *Origem da proposta:* Experiência Internacional e recomendações da TS nº 11/2021 da ANEEL.
- *Período:* Médio-longo prazo.

6.3. Operação do sistema

a. Compartilhar dados topológicos das redes de distribuição com o planejamento da G&T e o operador

A análise da EPE (2019) apresenta que, embora os RED estejam conectados à rede de distribuição, seus serviços e impactos se estendem ao sistema como um todo. Assim, deve-se buscar uma maior interação do planejamento centralizado e as distribuidoras, a fim de incentivar a inserção eficiente dos RED. Conforme identificado, uma das interações a ser buscada é o maior entendimento das necessidades das distribuidoras e a representação das redes de distribuição, mesmo que simplificada, nos modelos de expansão.

- *Origem da proposta:* Documento de apoio ao PNE 2050 (EPE, 2019).
- *Situação atual:* Como já citado, o ONS tem trabalhado em um projeto “Integração ONS-DSO”, que visa apresentar proposta de novos papéis e responsabilidades para os operadores na gestão de RED através do Projeto Integração ONS-DSO. Com isso, é possível que uma interação e compartilhamento de dados mais eficiente seja delineada.
- *Período:* Curto prazo.

b. Uso obrigatório de inversores inteligentes em GD

A difusão expressiva de sistemas de GD no setor elétrico exige a implementação de ações que tenham o objetivo de aumentar o monitoramento e controle deste tipo de RED e diminuir impactos negativos no sistema. Tal obrigatoriedade é observada, por exemplo, no caso da Califórnia (PSR; SIGLASUL, 2020) e no da Austrália.

- *Origem da proposta:* Recomendação da TS nº 11/2021 da ANEEL.
- *Situação atual:* Não há obrigatoriedade no caso brasileiro. Além disso, tal norma exigiria uma atualização do PRODIST e de normas da ABNT e INMETRO.
- *Período:* Curto-médio prazo.

c. Estabelecer comunicação e controle remoto do sistema de GD pela distribuidora

Conforme identificado na experiência internacional, a regulação técnica tem sido aprimorada para garantir que os RED possam ser despachados pela distribuidora local no sentido de, dinamicamente, ajustar o nível de injeção da geração ao sistema de distribuição e, em alguns casos, viabilizar a regulação de tensão pela própria GD.

- *Origem da proposta:* Experiência internacional.

- *Situação atual:* Atualmente, o Brasil não prevê tal controle, nem dispõe de tecnologias e recursos de informação e comunicação difundidos no sistema de distribuição para tal. Casos de exemplo na experiência internacional são a Austrália, Alemanha, Itália e Japão.
- *Período:* Curto-médio prazo.

d. Avaliar Planejamento Integrado de Recursos, considerando T&D

Conforme já analisado, dado que os RED têm impactos sobre todo o sistema elétrico, é necessária não apenas uma maior interação do planejamento centralizado e as distribuidoras, mas também é desejável a avaliação de adoção de práticas de planejamento integrado, que observem o sistema como um todo.

- *Origem da proposta:* Documento de apoio ao PNE 2050 (EPE, 2019).
- *Situação atual:* Atualmente, o planejamento da transmissão e da distribuição não são relacionados. É possível que as iniciativas de interação ONS-DSO permitam mudanças não apenas nas perspectivas e práticas de operação, mas também de planejamento. Esse, no entanto, é um processo complexo.
- *Período:* Médio prazo.

e. Avaliar a implementação de mecanismo local de contratação de serviços para a rede de distribuição

O surgimento de mercados a nível da distribuição é uma tendência observada na experiência internacional, com o objetivo de permitir um despacho ótimo dos RED e evitar custos de reforço ou investimentos na rede. Em última análise, estes mercados partem de mecanismos de coordenação para melhorar o gerenciamento da rede ao utilizar os RED, bem como integrá-los de forma a trazer benefícios ao sistema.

- *Origem da proposta:* Experiência internacional.
- *Situação atual:* O Brasil não dispõe de um mercado de prestação de serviços de RED a nível da distribuição.
- *Período:* Médio-longo prazo.

6.4. Regulação econômica da distribuição

a. Permitir o uso de RED como alternativa sem fio (NWA) e avaliação obrigatória pelo Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD)

A avaliação dos RED como NWA já é prática prevista em casos como o de Nova Iorque e Austrália. Neste último, quando os investimentos tradicionais superam a faixa de AUD\$ 6 milhões, a análise dos RED é obrigatória (PSR; SIGLASUL, 2020).

- *Origem da proposta:* TS nº 11/2021 da ANEEL e experiência internacional.
- *Situação atual:* No Brasil, não há previsão de contratação de RED como NWA no arcabouço regulatório das distribuidoras. Por outro lado, a COPEL conseguiu autorização da ANEEL para a realização de um piloto, que visa a contratação de

GD para formação de microrredes, com o objetivo de reduzir o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) para os participantes (PSR; SIGLASUL, 2020).

- *Período:* Curto prazo.

b. Revisar modelo regulatório baseado em ativos

Conforme explorado por EPE (2019), os serviços de rede que historicamente dependiam de investimentos em infraestrutura convencional (CAPEX) agora podem ser supridos de maneira mais custo-efetiva por RED. A revisão do modelo regulatório de distribuição visa que as concessionárias busquem maior eficiência nos investimentos e operação. Da mesma maneira, é desejável o reconhecimento de custos com investimentos em infraestrutura de rede necessários à integração de RED.

- *Origem da proposta:* Documento de apoio ao PNE 2050 (EPE, 2019) e experiência internacional.
- *Situação atual:* No processo de renovação das concessões de distribuição em curso, a ANEEL parte da análise de que as Leis 8.987/95 e 9.427/95 caracterizam a regulação do segmento de distribuição como uma regulação por incentivos, mas abre a possibilidade de adaptações do regime vigente, incluindo a adoção do *revenue-cap* (receita-teto), modelos híbridos ou até mesmo a adoção de ferramentas de *decoupling*²².
- *Período:* Curto-médio prazo.

c. Avaliar a adoção de visão prospectiva na definição da receita

A definição da receita regulatória a partir de uma análise histórica dos custos é um padrão observado nos regimes regulatórios estabelecidos no início do século. Ao mesmo tempo, com a mudança nos *drivers* de custo das distribuidoras promovidas pela inserção dos RED no sistema elétrico, a adoção de uma abordagem *forward Looking* (prospectiva) tem sido observada na experiência internacional.

- *Origem da proposta:* Experiência internacional.
- *Situação atual:* O processo de renovação das concessões de distribuição em curso prevê, como citado, a adaptação do regime de regulação econômica, considerando aspectos como (i) mudanças tecnológicas e inovações no setor de distribuição de energia elétrica; (ii) alterações na dinâmica de mercado e estrutura competitiva; (iii) evoluções nas melhores práticas regulatórias; e (iv) necessidades de adequação aos objetivos de sustentabilidade e eficiência energética. Assim, há flexibilidade para aprimoramentos na definição da receita.
- *Período:* Curto-médio prazo.

²² Para maiores informações sobre o tema, consultar a Nota Técnica nº 1.056/2024- SCE-SFF-SFT-SMA-STE-STD-STR/ANEEL, de 09/10/2024, anexa à Consulta Pública nº 027/2024 da ANEEL, que versa sobre o aprimoramento da minuta de termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, disponível no link <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas>

d. Avaliar a criação de incentivos baseados no resultado

Em regimes de regulação econômica baseados em incentivos testados recentemente, dentre os quais destaca-se o TOTEX do Reino Unido, o estabelecimento de metas associados ao resultado atingidos pelas distribuidoras em objetivos regulatórios pré-definidos foi um instrumento de incentivo à inovação e mitigação de vieses a CAPEX. O objetivo é que a distribuidora seja incentivada a testar novas soluções para atendimento às necessidades dos consumidores, mantendo a qualidade do fornecimento.

- *Origem da proposta:* Experiência internacional.
- *Situação atual:* O processo de renovação das concessões de distribuição em curso também propõe flexibilidade para a adoção de incentivos a investimentos através de uma regulação focada em resultados, que pode estar vinculada ao estabelecimento de metas. Conforme colocado na NT da ANEEL, a experiência internacional traz aprendizados práticos sobre o tema, de modo que é importante que haja flexibilidade contratual para que, no futuro, a ANEEL possa aplicar outras metodologias de valoração de ativos, garantindo uma utilização mais eficiente deles.
- *Período:* Médio prazo.

6.5. Digitalização do sistema de distribuição

a. Avaliar resultados da TS 13/24 (medição inteligente)

Conforme já explicitado, a medição inteligente é considerada uma tecnologia habilitadora, de modo que contribui para a responsividade dos consumidores aos preços, a prestação de serviços mais eficientes e um maior acesso aos dados de consumo, viabilizando também uma análise mais precisa do comportamento e necessidades do consumidor.

- *Origem da proposta:* Item previsto na agenda regulatória da ANEEL.
- *Situação atual:* A ANEEL abriu para contribuições, em agosto de 2024, a Tomada de Subsídios nº 13, referente à avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição.
- *Período:* Curto prazo.

b. Desenvolver plano de implementação de medidores inteligentes

Um elemento crítico associado ao *rollout* de medidores inteligentes é a alocação de custos associados a essas trocas e como incentivar esse processo considerando a complexidade socioeconômica um país de renda média como o Brasil. Assim, apesar de diversos países na experiência internacional terem experiências bem-sucedidas na difusão generalizada de medidores inteligentes, deve-se considerar as especificidades e potenciais custos e benefícios no caso brasileiro para a definição de um plano de implementação adequado à realidade do país.

- *Origem da proposta:* Experiência internacional.

- *Situação atual:* A Tomada de Subsídios nº 13/2024 da ANEEL inicia as discussões sobre o tema, com avaliação de experiências internacionais e incentivo às contribuições da sociedade para posterior Análise de Impacto Regulatório a ser realizado pela Agência.
- *Período:* Curto-médio prazo.

c. Estabelecer plano de comunicação com os consumidores

Conforme mencionado em proposta análoga no eixo de modernização de tarifas, o desconhecimento dos consumidores sobre a tecnologia e seus potenciais benefícios pode dificultar a aceitação da população sobre medidas de implementação massiva de medidores inteligentes. O caso do Chile apresenta um exemplo de que a inexistência de um plano de comunicação pode resultar em resistência dos consumidores.

- *Origem da proposta:* Experiência internacional.
- *Situação atual:* Os projetos no âmbito do sandbox tarifário preveem, em alguns casos, a implementação de medidores inteligentes. Os resultados desses processos devem constar dos relatórios finais, a serem apresentados para a ANEEL. Não obstante, algumas iniciativas de difusão local de medidores inteligentes já ocorreram no Brasil, e podem ter resultado em lições importantes sobre a estratégia de comunicação com os consumidores finais.
- *Período:* Curto-médio prazo.

d. Avaliar diretrizes para adoção de modelo de *open energy*

Em um contexto de novas atividades e modelos de negócio associados à difusão dos RED, o acesso e análise de dados pode ser elemento crítico para a viabilização de serviços mais adequados ao consumidor. Assim, o Open Energy – e iniciativas análogas em outros setores da economia, como o *Open Banking* – tem sido utilizado em diversos países desde o fim do século passado, com o objetivo de viabilizar trocas de dados de forma segura e padronizada através de mecanismos interoperáveis.

- *Origem da proposta:* Experiência internacional.
- *Situação atual:* No Brasil, há experiência de tais iniciativas nos setores bancário e de seguros, conhecidas como *Open Finance* e *Open Insurance*.
- *Período:* Médio-longo prazo.

e. Considerar aspectos de cibersegurança e privacidade

O maior acesso aos dados dos consumidores e geradores faz parte das condições para o aprimoramento do planejamento e operação do sistema. Nesse contexto, crescem as preocupações acerca de temas como invasão de privacidade e segurança da informação (EPE, 2019).

- *Origem da proposta:* Documento de apoio ao PNE 2050 (EPE, 2019).

- *Situação atual:* Em 2021, a ANEEL publicou a REN nº 964, que versa sobre a política de segurança cibernética a ser adotada pelos agentes do setor de energia elétrica.
- *Período:* Contínuo.

6.6. Novas atividades e modelos de negócio

a. Regulamentar a aplicação de *sandbox regulatório* para novas atividades

- *Origem da proposta:* Item previsto na agenda regulatória da ANEEL e observado na experiência internacional.
- *Situação atual:* Segundo agenda regulatória da ANEEL, há previsão para 2 Consultas Públicas (2024 e 2025, ambas no segundo semestre) e decisão no segundo semestre de 2026 sobre diretrizes para programas de ambiente regulatório experimental.
- *Período:* Curto prazo.

b. Regulamentar microrredes e usinas virtuais

A difusão de RED no contexto brasileiro ainda é limitada à GD. Ainda assim, a definição de um arcabouço regulatório específico para microrredes pode ser relevante para o desenvolvimento de modelos que foquem na otimização de um conjunto de recursos distribuídos para aplicações específicas, como a resiliência a eventos climáticos extremos. Por este motivo, a ação foi alocada no curto prazo, visando a regulamentação básica sobre o assunto tão logo defina-se o arcabouço regulatório inicial sobre armazenamento.

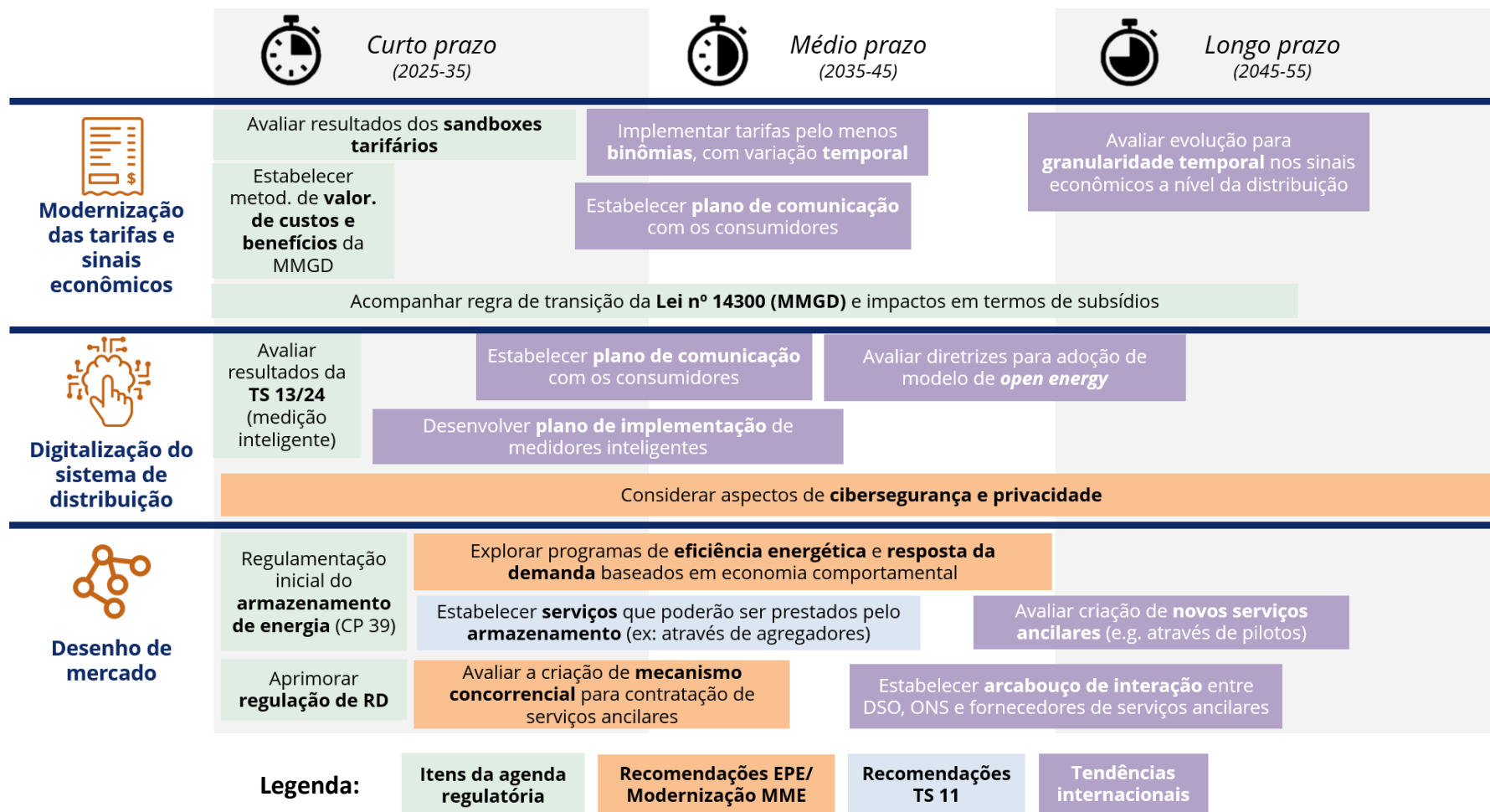
- *Origem da proposta:* Recomendação da TS 11/2021 da ANEEL.
- *Situação atual:* Não há definição regulatória para microrredes e usinas virtuais. Microrredes podem ser desenvolvidas a partir da otimização de GD e AD. No entanto, usinas virtuais exigiriam maior digitalização do sistema para lidar com estes recursos.
- *Período:* Curto prazo.

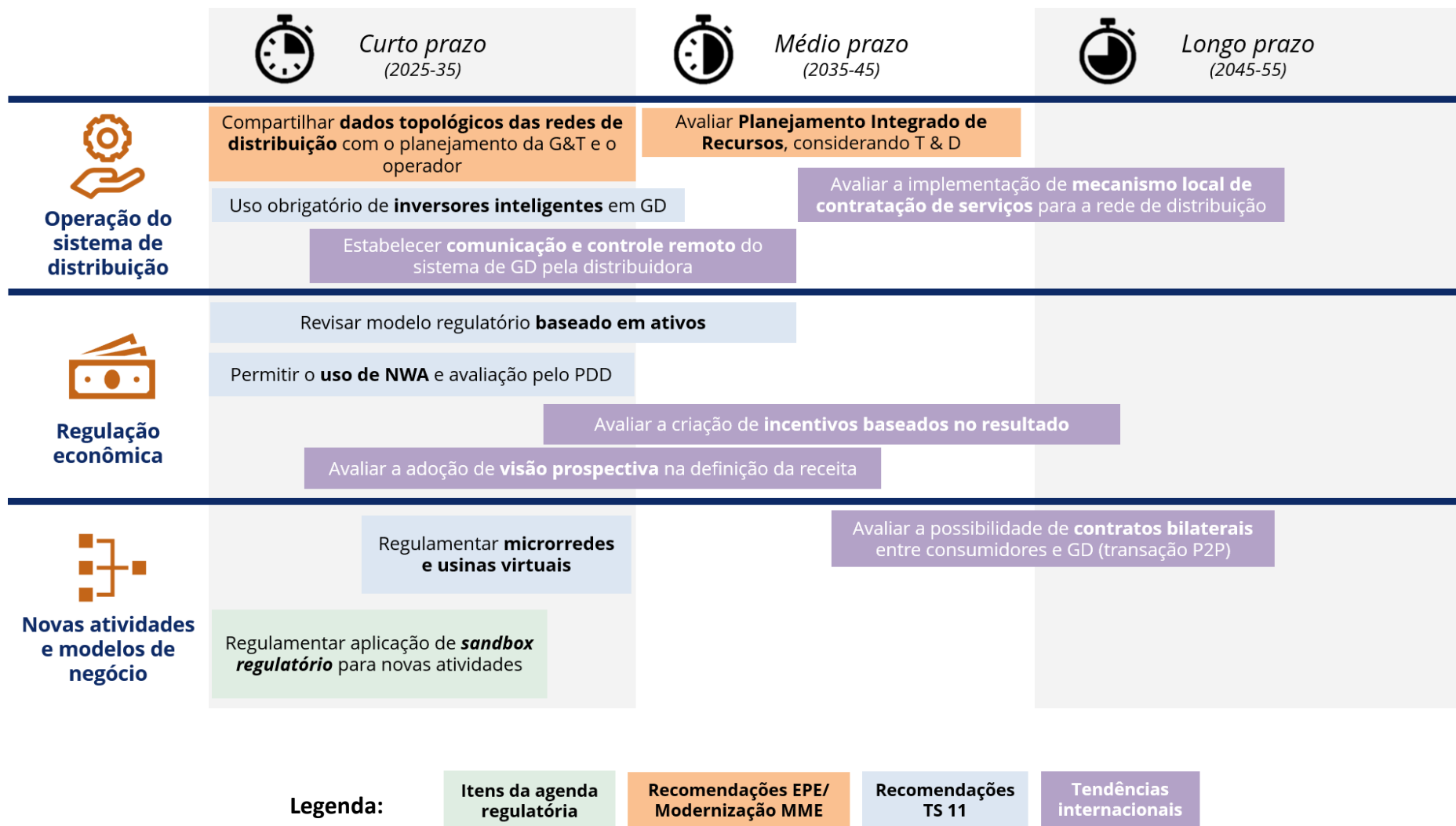
c. Avaliar a possibilidade de contratos bilaterais entre consumidores e GD (transação P2P)

Em alguns casos da experiência internacional, nota-se a utilização de tecnologias digitais e *blockchain* para teste de compartilhamento e comercialização de energia entre consumidores. No *roadmap* da Austrália, é previsto o compartilhamento do excedente de energia com outros consumidores. Além disso, modelos de comunidades de energia e microrredes também têm testado soluções similares.

- *Origem da proposta:* Experiência internacional.
- *Período:* Médio-longo prazo.

7. O ROADMAP REGULATÓRIO





8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nos últimos anos, a EPE vem analisando a difusão da GD no Brasil desde 2013, com sucessivos aprimoramentos no Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD). O impacto dos RED no planejamento energético tem sido analisado mais recentemente, com inclusão de capítulo específico sobre esses recursos e o processo de descentralização no PNE 2050. A presente Nota Técnica sistematiza os resultados de um ano de projeto entre a EPE e o Itaipu Parquetec, com o objetivo de contribuir para as discussões acerca das implicações da crescente inserção de RED e as adaptações necessárias no que tange ao planejamento, aos modelos de mercado e arcabouços normativo-regulatórios atualmente vigentes.

Para tanto, a Nota Técnica se concentrou, de forma não exaustiva, em três elementos referentes ao eixo regulatório: uma revisão da evolução dos mercados de energia para integração dos RED, o histórico nacional relativo à difusão da GD e AD nos últimos 20 anos e uma seleção de insights obtidos a partir da análise de casos selecionados na experiência internacional. Estes elementos resultaram em um mapeamento de 30 propostas regulatórias para a integração dos RED no setor elétrico brasileiro no horizonte até 2055. Com isso, a Nota buscou estabelecer uma visão ampla sobre as tendências legais e regulatórias para a difusão dos RED, considerando aprendizados de outros países e, simultaneamente, as características e debates em curso no contexto regulatório nacional.

Destaca-se que a temática dos RED é ampla e dinâmica, e a presente pesquisa não busca esgotá-la. Aprimoramentos futuros na pesquisa incluem ampliar o escopo de análise acerca do tema da descentralização, incluindo outros energéticos (como biocombustíveis líquidos, biogás e biometano a partir de resíduos sólidos urbanos e hidrogênio); explorar o desenvolvimento dos RED associados a microrredes e comunidades energéticas (estas últimas focadas no empoderamento local e em novos modelos de descentralização); e identificar nichos de atuação dos RED no contexto brasileiro, incluindo pesquisas em andamento sobre a eletromobilidade, resposta da demanda e eficiência energética.

9. REFERÊNCIAS

- ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica; RegE – RegE Barros Correia Consultoria. **Estudo de inserção de tecnologia de armazenamento ao SIN**. Cenários de inserção de recursos de armazenamento no Sistema Interligado Nacional – SIN. Relatório Executivo, dezembro de 2021.
- ACERA – Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento. **Centro de Información**. 2024. Disponível em: <https://www.acera.cl/centro-de-informacion/>
- AEMO – Australian Energy Market Operator. **Quarterly Energy Dynamics Q2 2024**. July 2024. Disponível em: <https://aemo.com.au/energy-systems/major-publications/quarterly-energy-dynamics-qed>
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015**. Proposta de abertura de Audiência Pública para o recebimento de contribuições visando aprimorar a Resolução Normativa nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST. Brasília, DF: ANEEL, 13 de abril de 2015b.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL**. Proposta de abertura de Audiência Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes incentivadas, conectada em tensão de distribuição e também alteração do desconto na TUSD e TUST para usinas com fonte solar. Brasília, DF: ANEEL, 2011c.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 0043/2010–SRD/ANEEL**. Proposta de abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis, conectada em tensão de distribuição. Brasília, DF: ANEEL, 2010.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 0076/2021-SRD/ANEEL**. Abertura de Tomada de Subsídios para o recebimento de contribuições sobre propostas de modelos regulatórios para a inserção de recursos energéticos distribuídos, incluindo resposta da demanda, usinas virtuais e microrredes. Brasília, DF: ANEEL, 2021b.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 0096/2015–SRD/ANEEL**. Análise das contribuições recebidas na Audiência Pública nº 26/2015 para aprimorar a Resolução Normativa nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST. Brasília, DF: ANEEL, 4 de novembro de 2015c.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL**. Proposta de abertura de Consulta Pública com vistas a obter subsídios para o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. Brasília, DF: ANEEL, 2022b.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 137/2022-SRG/ANEEL**. Consolidação das contribuições recebidas na Tomada de Subsídios nº 011/2020 destinada à obtenção de subsídios para elaboração de propostas de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento no Sistema Interligado Nacional (SIN). Brasília, DF: ANEEL, 2022.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 32/2024-STD/STR/ANEEL**. Resultado da Consulta Pública nº 3/2024, aprimoramento regulatório em função da publicação da Lei nº 14.620/2023, que dispõe sobre o Programa Minha Casa, Minha Vida, e da proposta de aprimoramentos para o tema "inversão de fluxo" tratado na Resolução Normativa nº 1000/2021. Brasília, DF: ANEEL, 2024c.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023**. Aprimoramento regulatório em função da publicação da Lei nº 14.620/2023, que dispõe sobre o Programa Minha Casa, Minha Vida. Brasília, DF: ANEEL, 2023b.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 95/2024 – STR/ANEEL, de 27/06/2024**. Definição dos assuntos e ações regulatórias necessárias para modernização das tarifas de distribuição - roadmap. Brasília, DF: ANEEL, 2024a.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Parecer nº 0282/2011-PGE/ANEEL**. Regulamentação do sistema do Net Metering. Brasília, DF: ANEEL, 2011b.

- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Hidrelétricas Reversíveis**. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL. Brasília, DF: ANEEL, 2023a.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Relatório de Resultados da Chamada de P&D Estratégico ANEEL N.º 21: Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro**. Brasília, DF: ANEEL, 2024b.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2012b.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília, DF: ANEEL, 2015d.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 786, DE 17 DE OUTUBRO DE 2017**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília, DF: ANEEL, 2017.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2012b.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021**. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2021a.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.040, DE 30 DE AGOSTO DE 2022**. Altera a Resolução Normativa nº 1.030, de 26 de julho de 2022 que estabelece, dentre outros, os critérios e as condições do programa da Resposta da Demanda. Brasília, DF: ANEEL, 2022c.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Voto do Relator Diretor Tiago de Barros Correia**. Proposta de abertura de Audiência Pública para o recebimento de contribuições visando aprimorar a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST. Processo nº 48500.004924/2010-51. Brasília, DF: ANEEL, 5 de maio de 2015a.
- AQUILA, Giancarlo et al. An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 70, p. 1090-1098, 2017.
- AYDIN, Zühre; YARDIMCI, Okan. Regulatory sandboxes and pilot projects: Trials, regulations, and insights in energy transition. **Engineering Science and Technology, an International Journal**, v. 56, p. 101792, 2024.
- BIP Group; ABRACEEL. Benchmarking Open Energy. Junho, 2024. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/2024/07/Benchmarking-Open-Energy.pdf>
- BRASIL. **DECRETO Nº 5.163 DE 30 DE JULHO DE 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2004a.
- BRASIL. **LEI Nº 11.488, DE 15 DE JUNHO DE 2007**. Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura - REIDI; reduz para 24 (vinte e quatro) meses o prazo mínimo para utilização dos créditos da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS decorrentes da aquisição de edificações; amplia o prazo para pagamento de impostos e contribuições; altera a Medida Provisória no 2.158-35, de 24 de agosto de 2001, e as Leis nos 9.779, de 19 de janeiro de 1999, 8.212, de 24 de julho de 1991, 10.666, de 8 de maio de 2003, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 4.502, de 30 de novembro de 1964, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 10.426, de 24 de abril de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 10.892, de 13 de julho de 2004, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, 10.865, de

30 de abril de 2004, 10.925, de 23 de julho de 2004, 11.196, de 21 de novembro de 2005; revoga dispositivos das Leis nos 4.502, de 30 de novembro de 1964, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, e do Decreto-Lei no 1.593, de 21 de dezembro de 1977; e dá outras providências. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2007.

BRASIL. **LEI Nº 13.169, DE 6 DE OUTUBRO DE 2015**. Altera a Lei nº 7.689, de 15 de dezembro de 1988, para elevar a alíquota da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL em relação às pessoas jurídicas de seguros privados e de capitalização, e às referidas nos incisos I a VII, IX e X do § 1º do art. 1º da Lei Complementar nº 105, de 10 de janeiro de 2001; altera as Leis nºs 9.808, de 20 de julho de 1999, 8.402, de 8 de janeiro de 1992, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 11.033, de 21 de dezembro de 2004, 12.715, de 17 de setembro de 2012, 9.249, de 26 de dezembro de 1995, 11.484, de 31 de maio de 2007, 12.973, de 13 de maio de 2014, 10.150, de 21 de dezembro de 2000, e 10.865, de 30 de abril de 2004; e dá outras providências. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2015.

CALIFORNIA DG STATS - California Distributed Generation Statistics. **Statistics and Charts**. 2024. Disponível em: <https://www.californiadgstats.ca.gov/>

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Segundo relatório de análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda**. 2019. Disponível em: https://www.ccee.org.br/o/ccee/documentos/CCEE_649052

CETESB - Companhia Ambiental do Estado de São Paulo. **Usina fotovoltaica flutuante na Billings obtém LO**. Publicado em 30 abr. 2024. Disponível em <https://cetesb.sp.gov.br/blog/2024/04/30/usina-fotovoltaica-flutuante-na-billings-obtem-lo/>

CHUECA, Enrique et al. Early adopters of residential solar PV distributed generation: Evidence from Brazil, Chile and Mexico. **Energy for Sustainable Development**, v. 76, p. 101284, 2023.

COLTROPHE, Andy; PRATT, David. **Virtual reality: VPPs in a break with tradition**. Energy Storage News. October 8, 2018. Disponível em <https://www.energy-storage.news/virtual-reality-vpps-in-a-break-with-tradition/>

CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária. **CONVÊNIO ICMS 16, DE 22 DE ABRIL DE 2015**. Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Brasília, DF: Ministério da Fazenda, 2015.

CORNELI, Steve; KIHLM, Steve. **Electric industry structure and regulatory responses in a high distributed energy resources future**. Future Electric Utility Regulation, Berkeley Lab. Report nº1, November 2015. Disponível em: <https://escholarship.org/content/qt2kf2n4kg/qt2kf2n4kg.pdf>

COUTURE, T.; SERRANO, J. P.; THOMAS, J. **Analysis of the Battery Storage Market**: Italy. E3 Analytics, 2023.

CPUC – California Public Utilities Commission. **Net Energy Metering and Net Billing**. 2024. Disponível em: <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/demand-side-management/customer-generation/net-energy-metering-and-net-billing>

DA SILVA, Patricia Pereira et al. Photovoltaic distributed generation—An international review on diffusion, support policies, and electricity sector regulatory adaptation. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 103, p. 30-39, 2019.

DA SILVA, Patricia Pereira et al. Photovoltaic distributed generation—An international review on diffusion, support policies, and electricity sector regulatory adaptation. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 103, p. 30-39, 2019.

DE MARTINI, P.; KRISTOV, L. **Distribution systems in a high distributed energy resources future**: Planning, Market Design, Operation and Oversight. Future Electric Utility Regulation, Berkeley Lab. Report nº 2. October, 2015. Disponível em: <https://emp.lbl.gov/publications/distribution-systems-high-distributed>

DNP – Departamento Nacional de Planeación. **Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026**: Colombia, Potencia Mundial de la Vida. ISBN: 978-958-5422-45-2. Bogotá, Colombia: 2023.

EIA – Energy Information Administration. **Monthly Electric Power Industry Report**. Form EIA-861M (formerly EIA-826) detailed data. Agosto de 2024. Disponível em: <https://www.eia.gov/electricity/data/eia861m/>

- ENTEC - Energy Transition Expertise Centre. **Regulatory Sandboxes in the Energy Sector - Final Report**. 2023. Disponível em: <https://op.europa.eu/s/zXk1>
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Experiência Internacional com Tarifas Dinâmicas de Eletricidade**. Informe técnico. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2021b.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor**. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2024.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020b.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2050**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020a.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Recursos Energéticos Distribuídos**. Documento de apoio ao PNE 2050. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2019.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético**. Nota de discussão. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2018.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Serviços Ancilares sob a ótica de Planejamento da Expansão**. Nota técnica. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2021a.
- EU – European Union. **Energy communities**. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumers-and-prosumers/energy-communities_en
- FERC - Federal Energy Regulatory Commission. **FERC Order No. 2222 Explainer: Facilitating Participation in Electricity Markets by Distributed Energy Resources**. 2024. Disponível em: <https://www.ferc.gov/ferc-order-no-2222-explainer-facilitating-participation-electricity-markets-distributed-energy>
- FGV Energia. **Recursos Energéticos Distribuídos**. Cadernos FGV Energia, ano 3, nº 7. Maio 2016. Disponível em <https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/fgvenergia-recursos-energeticos-book-web.pdf>
- FIGGENER, J.; HECHT, C.; SAUER, D.U. **Battery Charts: Stationary battery storage registrations in Germany**. 2024. Disponível em: <https://battery-charts.rwth-aachen.de/main-page/>
- Frantzis. L; Graham.R; Sawyer.H. **Photovoltaics Business Models**. 2008. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42304.pdf>
- FRAUNHOFER ISE - Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. **Photovoltaics Report**. Freiburg, ISE: 2024. Disponível em <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>
- GONZÁLEZ, Axel Bastián Poque et al. Condições institucionais para o desenvolvimento das comunidades energéticas no Chile e no Brasil. **Sustainability in Debate**, v. 14, n. 3, p. 88-121, 2023.
- HOMER, J. S.; BENDER, S. R.; WEIMAR, M. R. **Energy Policy Case Study – California: Renewables and Distributed Energy Resources**. Pacific Northwest National Laboratory, 2016.
- IEA – International Energy Agency. **Policies**. Acesso em 23 ago. 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/policies>
- IEA – International Energy Agency. **Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources: Power system opportunities and best practices**. IEA, 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/unlocking-the-potential-of-distributed-energy-resources>
- IEA PVPS – International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. **National Survey Report of PV Power Applications in Australia 2022**. 2023. Disponível em <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/08/National-Survey-Report-of-PV-Power-Applications-in-AUSTRALIA-2022.pdf>
- INSTITUTO ACENDE BRASIL. Serviços Ancilares. **CONTRIBUIÇÃO À CONSULTA PÚBLICA 83/2021**. Maio de 2022.
- IRENA. **Aggregators**. Innovation Landscape Brief, 2019d.
- IRENA. **Innovation Landscape For A Renewable-Powered Future: Solutions To Integrate Variable Renewables**. 2019a. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovation_Landscape_2019_report.pdf

- IRENA. **Innovative ancillary services**. Innovation Landscape Brief, 2019c.
- IRENA. **Market integration of distributed energy resources**. Innovation Landscape Brief, 2019b.
- JENKINS, J.; PÉREZ-ARRIAGA I. The Remuneration Challenge: New Solutions for the Regulation of Electricity Distribution Utilities Under High Penetrations of Distributed Energy Resources and Smart Grid Technologies. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. 2014. Disponível em: <https://ceepr.mit.edu/wp-content/uploads/2021/09/2014-005.pdf>
- LAN, Haifeng et al. An evaluation of feed-in tariffs for promoting household solar energy adoption in Southeast Queensland, Australia. **Sustainable Cities and Society**, v. 53, p. 101942, 2020.
- MASE - Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. **Italian Implementation Plan**. 2020. Disponível em: https://www.mimit.gov.it/images/stories/documenti/Piano_di_implementazione_Reg_UE_943_2019-Mercato_elettrico.pdf
- MME – Ministério de Minas e Energia. **Inserção de Novas Tecnologias**. Relatório do Grupo Temático: 1º Relatório – Diagnóstico. Julho de 2019. Disponível em <https://antigo.mme.gov.br/documents/36070/525274/Inser%C3%A7%C3%A3o+de+Novas+Tecnologias.pdf/a4089e5c-e97c-7f6b-7c7f-b317a5cbf12b>
- MME – Ministério de Minas e Energia. **RESOLUÇÃO Nº 15, DE 9 DE DEZEMBRO DE 2020**. Estabelece Diretrizes Nacionais para Políticas Públicas voltadas à Microgeração e Minigeração Distribuída no País. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA – CNPE. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2020.
- NORMAN, Will. **Germany awards 260MW of PV in latest rooftop tender**. Pv Tech, July 23, 2024. Disponível em: <https://www.pv-tech.org/germany-awards-260mw-of-pv-in-latest-rooftop-tender/>
- NYISO. **Distributed Energy Resources Roadmap for New York's Wholesale Electricity Markets: A Report by the New York Independent System Operator**. Janeiro, 2017.
- NYSERDA. Characteristic Data. **Distributed Energy Resources**. 2024. Disponível em <https://der.nyserda.ny.gov/data/characteristic/>
- NYSERDA. **Summary of Updated Value Stack Order**. 2019.
- NYSERDA. **The Value Stack Compensation for Distributed Energy Resources**. 2020.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **ONS define seis assuntos regulatórios prioritários em 2024**. 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/details.aspx?i=10675>
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica - RVD para atendimento ao Sistema Interligado Nacional – SIN**. 2021.
- PICLO. **Storage and EVs take the lead in £14million worth of awarded UK Power Networks flexibility contracts enabled by Piclo Flex**. Case Study. London, July 2020.
- PSR. **Proposta de aprimoramentos na regulação do setor elétrico para permitir integração eficiente de recursos de armazenamento no sistema elétrico brasileiro**: Remoção de barreiras regulatórias à inserção de tecnologias de armazenamento. Produto 2 - Relatório Final, 2020.
- PSR; SIGLASUL. **Relatório Final**. Sistemas Energéticos do Futuro III. Abril, 2022.
- RAMALHO, Max Staib. A Política de Geração Distribuída: o caso da Alemanha. In: CASTRO, N.; DANTAS, G (Orgs.). **Geração distribuída: experiências internacionais e análises comparadas**. Rio de Janeiro: Publit, 2018.
- RAMOS, Caroline Chantre. **A difusão da tecnologia de armazenamento de energia no contexto da transição energética: uma análise sob a perspectiva multinível**. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, 2021.
- REBENAQUE, Olivier et al. Success of local flexibility market implementation: A review of current projects. **Utilities Policy**, v. 80, p. 101491, 2023.

- RICO, Julieta et al. Regulatory proposals for the insertion of distributed energy resources based on a brazilian utility case and international experiences. **International Journal of Energy Economics and Policy**, v. 13, n. 5, p. 407-424, 2023.
- ROZITE, V.; PRIN, M.; LAERA, S.; OXBY, J.; ROUSSEL, A. **Empowering people – the role of local energy communities in clean energy transitions**. IEA – International Energy Agency, 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/commentaries/empowering-people-the-role-of-local-energy-communities-in-clean-energy-transitions>
- SCHITTEKATTE, Tim; MEEUS, Leonardo. Flexibility markets: Q&A with project pioneers. **Utilities policy**, v. 63, p. 101017, 2020.
- SENADO FEDERAL. **PROJETO DE LEI Nº 624, DE 2023**. Institui o Programa Renda Básica Energética (Rebe); e altera as Leis nºs 10.438, de 26 de abril de 2002, 14.182, de 12 de julho de 2021, e 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Brasília, DF: 2024. Disponível em <https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=9610988&ts=1720453658128&disposition=inline>
- SGIP – Self-Generation Incentive Program. **Background & History**. San Diego Gas & Electric (SDG&E) Territory. Acesso em 30 ago. 2024. Disponível em <https://sgipsd.org/background>
- SIEMER, Jochen. **Germany concludes rooftop PV tender with average price of €0.0892/kWh**. PV magazine, March 12 2024. Disponível em: <https://www.pv-magazine.com/2024/03/12/germany-concludes-rooftop-pv-tender-with-average-price-of-e0-0892-kwh/>
- SILVA, A. L. R.; VIANA, F. G.; PEREIRA, T. N. D. **A Percepção dos Consumidores Frente à Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica**. Caderno 3 - Projeto modernização das tarifas de distribuição de energia elétrica. Instituto Abradee (coord.). Florianópolis, SC: Rumo Design, 2020c. Disponível em: <https://tarifamoderna.com.br/wp-content/uploads/2020/12/caderno-3-projeto-tarifa-moderna.pdf>
- SILVA, A. L. R.; VIANA, F. G.; PEREIRA, T. N. D. **A Percepção dos Consumidores Frente à Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica**. Caderno 3 - Projeto modernização das tarifas de distribuição de energia elétrica. Instituto Abradee (coord.). Florianópolis, SC: Rumo Design, 2020c. Disponível em: <https://tarifamoderna.com.br/wp-content/uploads/2020/12/caderno-3-projeto-tarifa-moderna.pdf>
- SILVA, A. L. R.; VIANA, F. G.; PEREIRA, T. N. D. **Aspectos Regulatórios das Tarifas de Energia Elétrica**. Caderno 4 - Projeto modernização das tarifas de distribuição de energia elétrica. Instituto Abradee (coord.). Florianópolis, SC: Rumo Design, 2020d. Disponível em: <https://tarifamoderna.com.br/wp-content/uploads/2020/12/caderno-4-projeto-tarifa-moderna.pdf>
- SILVA, A. L. R.; VIANA, F. G.; PEREIRA, T. N. D. **Recursos energéticos distribuídos e suas potencialidades**. Caderno 1 - Projeto modernização das tarifas de distribuição de energia elétrica. Instituto Abradee (coord.). Florianópolis, SC: Rumo Design, 2020a. Disponível em: <https://tarifamoderna.com.br/wp-content/uploads/2020/12/caderno-1-projeto-tarifa-moderna.pdf>
- SIQUEIRA, Arthur Mendonça Quinhones. **A geração distribuída e compartilhada em cooperativas no Estado de São Paulo**. Dissertação (Mestrado em Ciências). Programa de Pós-graduação em Energia, Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. São Paulo: USP, 2023.
- TERNA. Things you need to know about UVAM. **Lightbox**. 2022. Disponível em: <https://lightbox.terna.it/en/insight/distributed-resources-uvam>
- VERDANT. NET-ENERGY METERING 2.0 LOOKBACK STUDY. **Study submitted to California Public Utilities Commission Energy Division**. January 21, 2021. Disponível em: https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/net-energy-metering-nem/nemrevisit/nem-2_lookback_study.pdf
- VERDANT. **SELF-GENERATION INCENTIVE PROGRAM 2021-2022 SGIP IMPACT EVALUATION**. 2024. Disponível em: <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/self-generation-incentive-program/sgip-2021-2022-impact-evaluation.pdf>
- WESTERN AUSTRALIA. **Distributed Energy Resources Roadmap**. Energy Transformation Taskforce. Dezembro, 2019. Disponível em https://www.wa.gov.au/system/files/2020-04/DER_Roadmap.pdf

WRIGHT, Simon et al. Australian microgrids: Navigating complexity in the regional energy transition. **Energy Research & Social Science**, v. 113, p. 103540, 2024.

ZORNITTA, Ana. **Revolucionando o Setor Elétrico**: Desbloqueando o Potencial Transformador dos Sistemas de Armazenamento de Energia. Canal Energia. 16 out. 2023. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53260058/revolucionando-o-setor-eletrico-desbloqueando-o-potencial-transformador-dos-sistemas-de-armazenamento-de-energia>