

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

INSTITUTO DE ECONOMIA

Leonardo de Oliveira Gonçalves

O PROCESSO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E O PAPEL DAS REDES
INTELIGENTES:

UM ESTUDO DE CASO DOS ESTADOS UNIDOS

Rio de Janeiro

2023

Leonardo de Oliveira Gonçalves

O PROCESSO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E O PAPEL DAS REDES
INTELIGENTES:
UM ESTUDO DE CASO DOS ESTADOS UNIDOS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como exigência para obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas.

Orientador: Prof. Dr. Nivalde José de Castro.

Rio de Janeiro

2023

CIP - Catalogação na Publicação

G635p Gonçalves, Leonardo de Oliveira
 O Processo de Transição Energética e o papel das
 Redes Inteligentes: Um estudo de caso dos Estados
 Unidos / Leonardo de Oliveira Gonçalves. -- Rio de
 Janeiro, 2023.
 71 f.

 Orientador: Nivalde José de Castro.
 Trabalho de conclusão de curso (graduação) -
 Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto
 de Economia, Bacharel em Ciências Econômicas, 2023.

 1. redes inteligentes. 2. transição energética.
 3. setor elétrico. 4. Estados Unidos. I. Castro,
 Nivalde José de, orient. II. Título.

LEONARDO DE OLIVEIRA GONÇALVES

O PROCESSO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E O PAPEL DAS REDES INTELIGENTES: UM ESTUDO DE CASO DOS ESTADOS UNIDOS

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas.

Rio de Janeiro, 18/01/2023.

NIVALDE JOSÉ DE CASTRO - Presidente

Professor Dr. do Instituto de Economia da UFRJ

RUBENS ROSENAL

Mestre em Engenharia de Produção pela COPPE/UFRJ

MARCELO MAESTRINI DOS SANTOS

Mestre em Economia - IBMEC/RJ

AGRADECIMENTOS

À minha família, pelo amor incondicional em todos os momentos. À minha mãe Michelle e minha avó Roseni pelo apoio, carinho e por sempre acreditarem em mim. Ao meu tio Eduardo, uma referência não só intelectual, mas um exemplo de ser humano.

Ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, pela sólida formação oferecida aos seus alunos. Ao corpo docente, pelos instigantes debates em sala de aula. Ao corpo técnico-administrativo e demais funcionários, por assegurar que as atividades do Instituto ocorram em um ambiente adequado.

Ao professor Nivalde de Castro, pela contagiante paixão pelo setor elétrico e pelos ensinamentos diários.

Aos membros do GESEL/UFRJ pelo companheirismo no cotidiano de trabalho. Um agradecimento especial à Luiza Masseno, pela mentoria realizada desde a minha chegada ao GESEL.

Aos meus amigos, por estarem comigo nos momentos bons e ruins.

RESUMO

Os sistemas elétricos vêm atravessando um processo de transformação profundo diante da necessidade de lidar com as novas demandas energéticas do século XXI. A inserção em larga escala das fontes renováveis intermitentes nas matrizes elétricas dos países e a disseminação dos recursos energéticos distribuídos, que atribuem aos consumidores uma participação mais ativa na gestão da rede, implicam em um aumento da complexidade operacional do setor elétrico. Em função deste cenário, as redes inteligentes se apresentam como um produto dos avanços das tecnologias de informação e comunicação que permitem o controle e gerenciamento de todas as partes do sistema em tempo real e constituem um elemento-chave na construção de uma economia de baixo carbono. Neste sentido, o presente estudo tem como objetivo central analisar o papel das redes inteligentes no processo de modernização do setor elétrico dos Estados Unidos. Além disso, são analisadas as motivações, iniciativas regulatórias e políticas públicas para a implementação das redes inteligentes no país. A metodologia adotada no estudo consistiu na revisão bibliográfica sobre o tema. A experiência norte-americana de implementação das redes inteligentes indica que as políticas públicas de incentivo e os instrumentos regulatórios são elementos imprescindíveis para a modernização do sistema elétrico. Ademais, a elaboração de planos estratégicos, no âmbito dos estados, tem orientado as concessionárias a investir no *upgrade* infraestrutura dos sistemas a fim de incorporar as tendências disruptivas do setor energético.

Palavras-chave: redes inteligentes; transição energética; setor elétrico; Estados Unidos.

ABSTRACT

Electrical systems have been going through a profound transformation process in view of the need to deal with the new energy demands of the 21st century. The large-scale insertion of intermittent renewable sources in the countries' electricity matrices and the dissemination of distributed energy resources, which give consumers a more active participation in network management, imply an increase in the operational complexity of the electricity sector. Due to this scenario, smart grids are presented as a product of advances in information and communication technologies that allow the control and management of all parts of the system in real time and constitute a key element in the construction of a low carbon economy. In this sense, the main objective of this study is to analyze the role of smart grids in the process of modernization of the power sector in the United States. In addition, the motivations, regulatory initiatives and public policies for the implementation of smart grids in the country are analyzed. The methodology adopted in the study consisted of a bibliographic review on the subject. The U.S. experience of implementing smart grids indicates that incentive public policies and regulatory instruments are essential elements for the modernization of the electrical system. Furthermore, the elaboration of strategic plans, within the scope of the states, has guided the concessionaires to invest in upgrading the infrastructure of the systems in order to incorporate the disruptive trends of the energy sector.

Keywords: smart grids; energy transition; power sector; United States.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Rede de interação entre os agentes de inovação.	14
Figura 2: Sistema Nacional de Inovação sob as óticas ampla e restrita.	15
Figura 3: Processo de desenvolvimento de uma inovação representado pela curva S.	16
Figura 4: Curva de difusão da inovação.	17
Figura 5: Preço do barril do petróleo, em dólares, ajustado pela inflação (1946-2022).	20
Figura 6: Arquitetura representativa das Redes Elétricas Inteligentes.	27
Figura 7: Configuração de um sistema de armazenamento de energia BTM conectado à rede.	32
Figura 8: Redução do uso de petróleo no setor de transporte por cenário (2021-2030).	35
Figura 9: Iniciativas de modernização da rede elétrica dos EUA por estado.	48
Figura 10: Planos de Distribuição Integrado nos EUA por estado.	49
Figura 11: Market share dos VEs na Califórnia (2011-2022).	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- BTM – *Behind-the-meter*
- CA - Corrente Alternada
- CAISO – *California Independent System Operator*
- CARB – *California Air Resources Board*
- CC - Corrente Contínua
- CEC – *California Energy Commission*
- CO₂ - Dióxido de Carbono
- CPUC – *California Public Utilities Commission*
- DOE – *Department of Energy*
- DSOPF – *Dynamic Stochastic Optimal Power Flow*
- EAP – *Energy Action Plan*
- EPRI – *Electric Power Research Institute*
- FERC – *Federal Energy Regulatory Commission*
- FTM – *Front-of-the-meter*
- GD - Geração Distribuída
- GEE - Gases de Efeito Estufa
- ISSO – *Independent System Operator*
- NERC – *North American Electric Reliability Corporation*
- NYISO – *New York Independent System Operator*
- ONU - Organizações das Nações Unidas
- OPEP - Organização dos Países Exportadores de Petróleo
- PG&E – *Pacific Gas & Electric Company*

POU – *Publically-Owned Utilities*

PRD – Plano de Recursos de Distribuição

RD - Resposta da demanda

RED - Recurso Energético Distribuído

REI - Rede Elétrica Inteligente

RTO – *Regional Transmission Organization*

RUS – *Rural Utilities Service*

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

SCE – *Southern California Edison*

SDG&E – *San Diego Gas & Electric*

SIWG – *Smart Inverter Working Group*

TEF – *Transportation Electrification Framework*

V2G – *Vehicle-to-grid*

V2H – *Vehicle-to-home*

V2X – *Vehicle-to-everything*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
2	REFERENCIAL TEÓRICO	12
2.1	A ECONOMIA DA INOVAÇÃO	12
2.2	A ECONOMIA DA ENERGIA	18
2.3	O PROCESSO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	19
2.4	O SETOR ELÉTRICO: REGULAÇÃO ECONÔMICA E INOVAÇÃO.....	23
3	REDES INTELIGENTES: CONCEITO, VANTAGENS OPERACIONAIS E BENEFÍCIOS ECONÔMICOS E AMBIENTAIS	25
3.1	VANTAGENS OPERACIONAIS PARA O SETOR ELÉTRICO	28
3.2	BENEFÍCIOS AMBIENTAIS	33
3.3	BENEFÍCIOS ECONÔMICOS	36
4	A EXPERIÊNCIA NORTE-AMERICANA: ELEMENTOS ECONÔMICOS, REGULATÓRIOS E POLÍTICAS PÚBLICAS	41
4.1	STATUS ATUAL E PERSPECTIVAS DAS REDES INTELIGENTES NOS ESTADOS UNIDOS.....	41
4.1.1	Redes inteligentes na Califórnia	51
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	61
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	63

1 INTRODUÇÃO

Ao longo dos últimos anos, ampliou-se a percepção de que as tendências atuais no fornecimento e uso de energia são claramente insustentáveis do ponto de vista econômico, social e ambiental. Neste sentido, há uma necessidade urgente de acelerar o desenvolvimento de tecnologias de baixo carbono com o objetivo de enfrentar os desafios globais relacionados a segurança energética, às mudanças climáticas e ao crescimento econômico.

Os sistemas de eletricidade, por sua vez, enfrentam uma série de desafios, que vão desde a infraestrutura envelhecida, passando pelo crescimento contínuo da demanda, a integração dos veículos elétricos e das fontes renováveis intermitentes, a garantia da segurança energética até a necessidade de reduzir as emissões de carbono. Diante deste novo cenário complexo, as redes inteligentes surgem como elementos fundamentais do processo de modernização das redes necessário para lidar com os desafios contemporâneos.

As redes elétricas inteligentes consistem no agrupamento de tecnologias digitais que permitem o gerenciamento da energia elétrica - desde a geração até os consumidores finais. Ao elevar a capacidade de operacionalização do sistema e viabilizar uma participação mais dinâmica dos agentes, as redes inteligentes buscam atingir o estabelecimento de uma rede elétrica flexível, resiliente, eficiente, econômica e confiável.

Dessa forma, o presente trabalho se propõe a analisar a implementação das redes inteligentes (ou *smart grids*) nos Estados Unidos. No segundo capítulo busca-se apresentar os principais elementos teóricos que baseiam a análise realizado no estudo: a economia da inovação; a economia da energia; o processo de transição energética e; os aspectos econômicos e inovativos que caracterizam o setor elétrico.

No terceiro capítulo, pretende-se analisar o conceito das redes inteligentes, assim como as vantagens operacionais para o setor elétrico e os benefícios econômicos e ambientais decorrentes da promoção destas novas tecnologias (criação de novos produtos e serviços, elevação da eficiência alocativa de recursos, otimização dos custos de manutenção da rede, integração das fontes renováveis de energia e dos REDs, redução da dependência de combustíveis fósseis e etc).

Nos Estados Unidos, a implementação das redes inteligentes remonta a 2007, sendo impulsionada pela necessidade de lidar com o crescimento da demanda por eletricidade e pela necessidade de garantir o suprimento de energia elétrica através de um sistema confiável e

resiliente. Assim, nos últimos anos os Estados Unidos estabeleceram uma série de medidas para modernizar o setor elétrico e adaptá-lo às novas demandas de um mundo digital. Estas medidas estão inseridas em três grandes esferas: planejamento energético; políticas públicas e; políticas regulatórias.

Assim, no quarto capítulo busca-se analisar o processo de introdução e disseminação das redes inteligentes nos EUA. Para isso, são analisadas as motivações estratégicas e objetivos definidos pelos *policymakers*, as políticas públicas de incentivo e financiamento e as iniciativas regulatórias. Ademais, realiza-se uma análise do processo de difusão das redes inteligentes na Califórnia, estado que antecipou a formulação de políticas de modernização da rede e que é um líder nacional no âmbito da integração de fontes renováveis, REDs e combate às mudanças climáticas.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo são analisados os fundamentos teóricos da economia da inovação e da energia. O objetivo consiste em relacionar o arcabouço teórico e a atual dinâmica da atividade econômica a partir de uma ótica de promoção do desenvolvimento econômico e da sustentabilidade ambiental. Além disso, busca-se analisar a atuação do Estado enquanto coordenador, regulador, orientador e impulsionador do processo de transição energética, inovação e modernização do setor elétrico. A metodologia adotada neste capítulo consistiu na revisão bibliográfica sobre a economia da inovação, a economia da energia, o processo de transição energética e os aspectos regulatórios e a dinâmica de inovação do setor elétrico.

2.1 A ECONOMIA DA INOVAÇÃO

Schumpeter (1911; 1939; 1942) foi um dos pioneiros a considerar a inovação como um dos determinantes fundamentais da dinâmica econômica. A razão pela qual as empresas inovam, segundo ele, é a busca pelo lucro. A concepção de um novo produto ou processo é o vetor que permite o aproveitamento de oportunidades em novos mercados.

A inovação de processo, por exemplo, confere às firmas uma vantagem de custos sobre seus concorrentes através da elevação da produtividade. Isto permite que as elas obtenham uma maior margem de lucro com relação aos preços vigentes ou, praticando preços mais baixos, conquistando uma maior participação no mercado (e conseqüentemente auferam maiores lucros). A inovação de produto, por outro lado, concede às firmas uma posição monopolista, o que permite que elas obtenham lucros extraordinários.

Neste sentido, a inovação é definida por OCDE (2006) como a introdução de um novo produto ou processo, incluindo a possibilidade de combinação de ambos, que se difere significativamente do utilizado previamente pelas instituições (indústria, academia, consumidores, fornecedores e outros agentes envolvidos no processo de inovação), disponibilizado para consumo de usuários ou para aplicação em processos. São apresentadas quatro categorias abrangentes de fatores relacionados com a inovação (OCDE, 2006):

- i) As condições estruturais mais amplas dos fatores institucionais e estruturais nacionais, como fatores jurídicos, econômicos, financeiros e educacionais;
- ii) A base de ciência e engenharia, a partir do conhecimento acumulado e instituições de ciência e tecnologia;

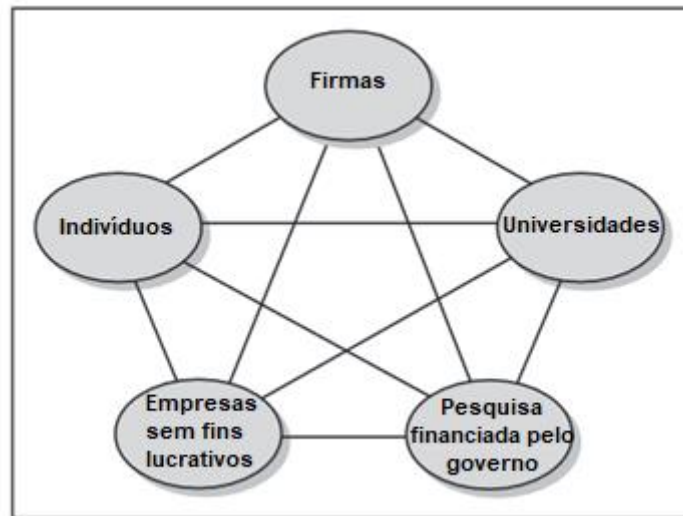
- iii) Os fatores de transferência, os quais influenciam os elos de fluxo de informações e competência e absorção de aprendizado; e
- iv) O dínamo da inovação, o qual constitui o domínio central da inovação comercial, pois cobre fatores dinâmicos dentro das firmas ou em seu entorno que tem um impacto direto na sua capacidade inovadora.

Além disso, destaca-se que uma das características do processo de inovação é a incerteza, de forma que o desenvolvedor de um produto inovador não possui a garantia de que os altos investimentos necessários serão recuperados através de sua comercialização no mercado. Dessa forma, é possível observar que a inovação de um novo produto ou serviço não é algo simples. No caso de inovações em serviços, do ponto de vista de uma empresa, faz pouco sentido desenvolver um serviço sem levar em conta o resultado financeiro (CASTRO *et al.*, 2022).

Apesar das vantagens econômicas que existem na inovação isolada de cada firma, o processo que garante os melhores resultados em termos inovativos se dá com a participação colaborativa de todos os agentes, na qual há uma complementaridade das suas características (SCHILLING, 2019).

Os indivíduos, por exemplo, possuem restrições financeiras que os impedem de desenvolver novos produtos e processos. Dessa forma, enquanto consumidores, lhes resta o papel de exercer pressões de demanda sobre as firmas durante a identificação das necessidades dos clientes. As instituições científicas, por outro lado, dispõem de robusta capacitação técnica. Porém, a consolidação de novos produtos ou processos é dificultada graças ao caráter acadêmico destas entidades. A Figura 1 ilustra a rede de interação que existe entre os agentes de inovação e que impulsiona os processos de inovação e a difusão de informação.

Figura 1: Rede de interação entre os agentes de inovação.



Fonte: Adaptado de Schilling (2019).

A partir do desenvolvimento do debate acerca da inovação, surgiram, na literatura de economia da inovação, diferentes interpretações da inovação como um processo não linear e complexo, que envolve um conjunto de complexas interações nos níveis local, nacional e mundial, entre indivíduos, firmas e outras organizações voltadas à busca de novos conhecimentos. Uma das mais consagradas interpretações decorrentes desta discussão é a de Sistema Nacional de Inovação (CASSIOLATO *et al.*, 2020).

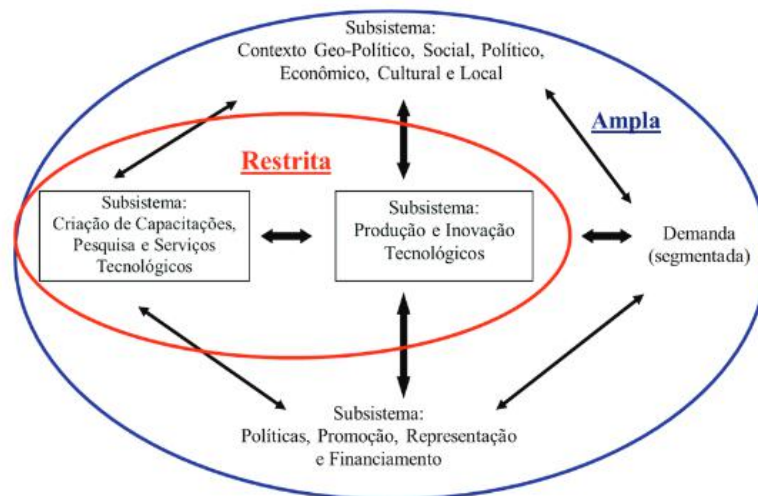
Nesta abordagem, os processos de inovação são marcados por mecanismos de *feedback* e relações de interação envolvendo ciência, tecnologia, conhecimento, produção, estratégias e demanda. Além disso, o processo de inovação é gradual e caracterizado por ser *path dependent*, ou seja, função do conhecimento previamente acumulado e das inovações tecnológicas estabelecidas. Dessa forma, a inovação resulta da combinação de elementos e capacidades preexistentes e do reajuste de recursos produtivos em novos formatos (SZAPIRO; MATOS; CASSIOLATO, 2021).

Além disso, a firma é tomada como uma organização inserida em ambientes heterogêneos, cujas estruturas institucional, social, política, econômica e cultural refletem trajetórias específicas. Portanto, o processo de inovação não depende apenas do desempenho das firmas e das instituições científicas, mas também do modo como elas interagem entre si e com outros agentes, dos canais e redes através dos quais as informações e conhecimentos são transmitidos, e das políticas que impactam as suas atividades econômicas (CASSIOLATO *et al.*, 2020).

A abordagem dos Sistemas Nacionais de Inovação, portanto, ressalta que as interações entre os agentes são condicionadas pelo ambiente de cada país. Com isso, elementos nacionais relacionados ao arcabouço político e institucional, a aspectos socioculturais, a trajetórias históricas, entre outros, afetam a criação, difusão e aplicação de conhecimento.

A literatura sobre Sistemas Nacionais de Inovação diferencia o conceito entre dois tipos: perspectivas ampla e restrita de sistemas de inovação. A perspectiva restrita delimita o esforço de inovação às organizações e entidades de base científica, tais como os departamentos de P&D das firmas, os centros de tecnologia e as universidades. A perspectiva ampla, por sua vez, inclui todas as partes e aspectos da estrutura econômica e do arcabouço institucional que afetam os processos de aprendizado e exploração das inovações e outros subsistemas (produtivo, financeiro e de comunicação) onde ocorrem estes processos (CASSIOLATO *et al.*, 2020). A Figura 2 ilustra a estrutura de um Sistema Nacional de Inovação contrastando ambas as perspectivas.

Figura 2: Sistema Nacional de Inovação sob as óticas ampla e restrita.



Fonte: Cassiolato e Lastres (2005).

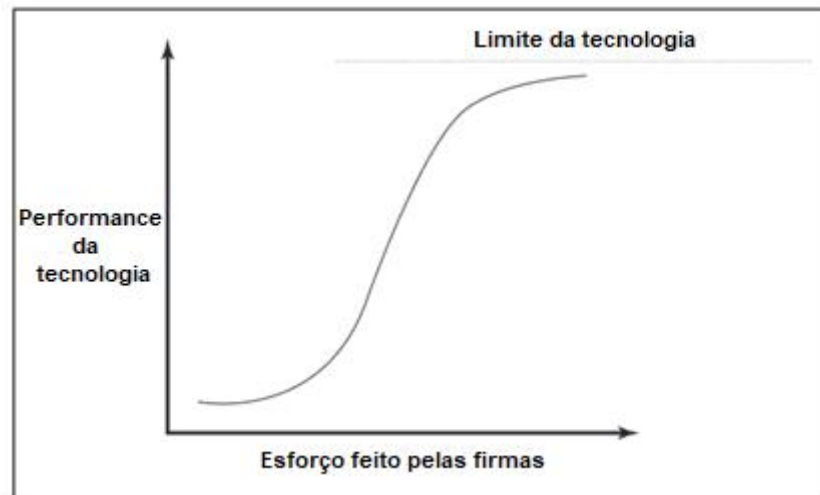
Assim, o conceito de Sistema Nacional de Inovação suscita implicações extremamente relevantes para a compreensão dos processos de geração e difusão de inovações no âmbito dos países. A capacidade inovativa de um país ou região é entendida como o resultado das interações entre os atores econômicos, políticos e sociais inseridos em um ambiente cultural específico e dotado de uma institucionalidade própria.

O compartilhamento de conhecimento decorrente das interações dos agentes auxilia o processo de inovação, em luz do comportamento não-linear que o processo apresenta, em um

formato denominado curva S. A relação entre os esforços despendidos por uma firma e a performance tecnológica explica o formato da curva.

Tomando uma firma única como exemplo, inicialmente, por ter uma base de conhecimento muito limitada, os esforços são grandes e o avanço tecnológico não aumenta na mesma proporção. No entanto, ao trabalhar a base de conhecimento que se expande com o tempo e com as interações, esta relação se inverte e a inovação tecnológica começa a ganhar legitimidade como um empreendimento rentável. No entanto, em algum ponto, os retornos decrescentes do esforço despendido começam a se estabelecer. À medida que a inovação começa a atingir seus limites inerentes, o custo de cada melhoria marginal aumenta e a curva S se achata (SCHILLING, 2019).

Figura 3: Processo de desenvolvimento de uma inovação representado pela curva S.



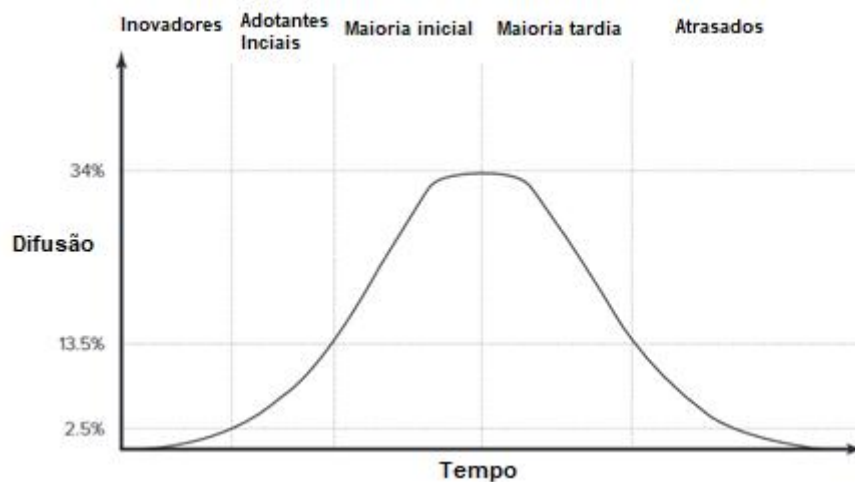
Fonte: Adaptado de Schilling (2019).

Além da inovação, o processo de difusão constitui-se em um fator fundamental para o sucesso das tecnologias inovadoras em gerar impactos positivos na atividade econômica. Em OCDE (2006), aponta-se que a difusão da inovação é o modo como as inovações se espalham, através de canais de mercado ou não, a partir de sua primeira implantação mundial para diversos países e regiões e para distintas indústrias/mercados e empresas. Desse modo, a difusão é o processo pelo qual uma inovação é transmitida através de certos canais ao longo do tempo entre os membros de um sistema social (ROGERS, 1983).

A difusão de uma inovação a outros adotantes também possui características similares a tecnologias de curva S. No caso, a relação existente é entre o tempo e a quantidade cumulativa de adotantes da inovação. No estágio inicial, quando a inovação é disponibilizada no mercado

pelos agentes inovadores, existe apenas um pequeno número de adotantes iniciais. Conforme a inovação se torna acessível para outros agentes, sua difusão aumenta e o número de adotantes se eleva em um menor período de tempo (maioria inicial). A maioria tardia, absorve a inovação após verificar a pressão da demanda ou do mercado sobre a sua produção. Após a demonstração de sinais de consolidação no mercado, a inovação é adotada pelos *laggards* (ou atrasados), grupo de agentes que investe na inovação após identificar a ausência de riscos deste processo. A Figura 4 ilustra a curva de distribuição de adoção de uma inovação.

Figura 4: Curva de difusão da inovação.



Fonte: Adaptado de Schilling (2019).

Neste sentido, conforme discutido anteriormente, a inovação deve ser compreendida como um fenômeno social amplo, sistêmico, que ocorre dentro da firma, mas que é, em si, gerada e difundida por interações complexas e dinâmicas. Por consequência, as condições, regulamentações e políticas que delimitam o mercado nos quais as firmas atuam, conferem ao Estado a responsabilidade de participar ativamente da promoção e coordenação da dinâmica inovativa.

Em Mazzucato (2011), observa-se que ao longo da história o Estado atuou proativamente na criação de novas áreas e setores, antes mesmo que tal potencial fosse percebido pelo setor privado, através da participação em etapas do desenvolvimento que incorporaram maior grau de incerteza – característica das fases iniciais de desenvolvimento das inovações.

Além disso, o Estado desempenha, através da influência de variáveis macroeconômicas (taxa de juros, taxa de câmbio, expectativa de inflação), uma influência nas estratégias e decisões tomadas no âmbito microeconômico. Estas variáveis podem afetar diretamente o

ambiente no qual a política explícita de inovação é implementada. Dessa forma, as inovações tecnológicas e o impacto dos instrumentos de política de inovação estão limitados por variáveis e condições macroeconômicas que afetam diretamente as decisões tomadas no nível das firmas (CASSIOLATO *et al.*, 2020).

Além da influência das variáveis macroeconômicas na política de inovação, outro instrumento extremamente relevante, cuja prerrogativa é do Estado é a regulação. Fransman (2010) destaca que a inovação resulta das interações de grupos de atores entre si e de suas interações com o ambiente, influenciados pelas instituições, dentre as quais, a regulação. Dessa forma, cabe ao Estado, enquanto regulador em última instância, analisar as interdependências e complexidades dos setores produtivos e apoiar, fomentar e coordenar, através da regulação, a criação endógena de novos produtos, processos, formas de organização e mercados.

2.2 A ECONOMIA DA ENERGIA

Historicamente, o setor energético firmou-se como um dos principais *drivers* associado ao progresso, ao desenvolvimento econômico e ao bem-estar social. O domínio técnico-científico dos recursos e dos processos energéticos permitiu às civilizações, desde a Antiguidade, desencadear mudanças tecnológicas que aprimoraram as condições produtivas em todas as atividades humanas. Nas sociedades contemporâneas, o setor energético consiste em um vetor essencial para o crescimento e desenvolvimento econômico e social.

O setor energético compreende todo o conjunto de atividades envolvidas na produção, estocagem, transporte, distribuição e comercialização de energia (PINTO JÚNIOR *et al.*, 2016). Cada etapa desta cadeia energética abarca atividades econômicas que formam preços e são frutos de investimentos realizados por agentes econômicos. Dessa forma, o setor de energia possui uma vinculação estreita com a ciência econômica que, ao longo do tempo, aportou importantes contribuições e concebeu uma área da Economia Aplicada: a Economia da Energia.

De modo geral, a Economia da Energia trata de cinco temas interdependentes, os quais contemplam relações econômicas fundamentais que envolvem empresas de energia, países – representados pelos Estados nacionais – e consumidores. Estes temas estão associados (PINTO JÚNIOR *et al.*, 2016):

- i. Às relações entre oferta e a demanda de energia e ao crescimento econômico sustentável;

- ii. Às condições econômicas e geopolíticas que governam as relações comerciais e de interconexão física da infraestrutura de energia entre diferentes países;
- iii. Ao processo de formação de preços e aos critérios que presidem as decisões de financiamento, de investimento e de consumo de energia;
- iv. Ao papel do Estado na formulação das políticas de oferta e de demanda, do regime fiscal e/ou com a criação de empresas estatais;
- v. Ao papel das estratégias empresariais e das inovações tecnológicas que configuram, em última instância, um determinado padrão de concorrência nas indústrias energéticas.

Ademais, o setor energético se caracteriza pela sua complexidade, a qual se fundamenta na transversalidade que a energia possui em relação às esferas social, econômica e ambiental. Neste sentido, o setor energético é um gerador de externalidades, que podem ser (DANTAS; BRANDÃO; ROSENTAL, 2015):

- i. Externalidades positivas associadas a disponibilidade e o acesso à energia em bases competitivas de custos (promoção de investimentos, elevação da renda, inclusão social e etc);
- ii. Externalidades negativas associadas ao despejo de poluentes sobre o meio ambiente e/ou alteração dos ecossistemas existentes.

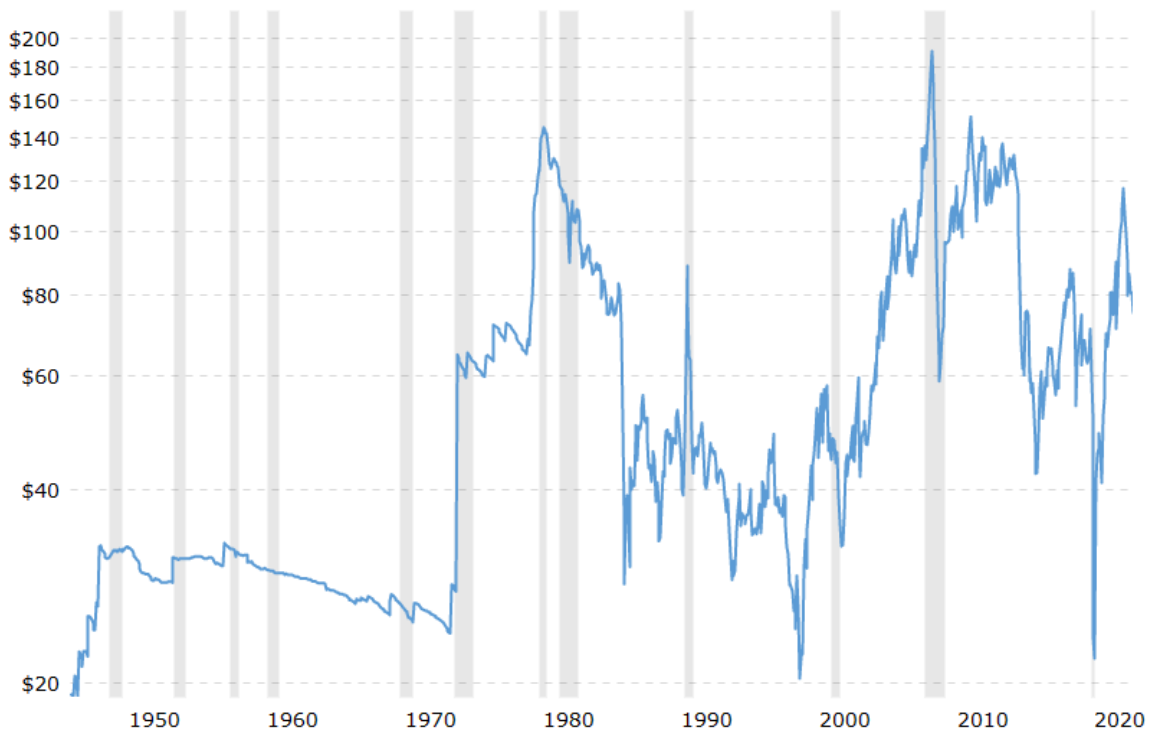
2.3 O PROCESSO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Historicamente, as transformações estruturais nas matrizes energéticas ocorreram com o objetivo de promover a segurança energética, a inovação, a redução de custos e o aumento da competitividade dos países. Os choques do petróleo da década de 1970 deram início ao processo de substituição e diversificação de fontes energéticas.

O primeiro choque é datado de 1973, quando os membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), liderados pela Arábia Saudita, proclamaram um embargo petrolífero em resposta ao apoio dos países ocidentais à Israel durante a Guerra do Yom Kippur. Durante o período das sanções, o preço do barril do petróleo subiu mais de 300%, o que afetou severamente os países importadores do recurso. Além disso, diversas economias foram afetadas pela escalada inflacionária e sofreram com racionamento de combustível. O segundo choque, ocorrido em 1979, foi causado pela queda na produção de petróleo após a Revolução Iraniana.

A reação dos mercados levou a um drástico aumento nos preços do petróleo, que mais do que dobrou nos 12 meses seguintes. O resultado foi o agravamento da situação econômica global que, concomitante à elevação dos juros internacionais, provou uma recessão durante o período 1980-1983 (PINTO JÚNIOR *et al.*, 2016).

Figura 5: Preço do barril do petróleo, em dólares, ajustado pela inflação (1946-2022).



Fonte: MACROTRENDS (2022).

Neste sentido, a crise dos anos 1970 alterou radicalmente o cenário de segurança energética até então verificado, obrigando a adoção de políticas de eficiência energética e, acima de tudo, investimentos em bens energéticos substitutos, com destaque à energia nuclear e, principalmente, ao gás natural (CASTRO; BRANDÃO; SIFFERT, 2022). Nas décadas seguintes, a participação do petróleo na matriz elétrica global caiu de 21,2% para 2,5%. A participação do gás natural, por outro lado, subiu de 9,4% para 23,7% e a participação da energia nuclear subiu de 3,1% para 10% (BP, 2021).

A partir da década de 1990, as preocupações com o aquecimento global deram início a um novo capítulo da transição energética, o qual se caracteriza pela conversão das matrizes energéticas baseadas em combustíveis fósseis para fontes renováveis. A Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento, realizada no Brasil em 1992, teve

como principal objetivo tratar as questões ambientais e desenvolver uma agenda capaz de orientar a política de desenvolvimento do século XXI em torno do desenvolvimento sustentável.

O Protocolo de Quioto, por sua vez, foi assinado em 1997 e representou o primeiro tratado ambiental internacional de grande porte a estabelecer metas de redução de emissão dos gases de efeito estufa (GEE). Em suma, o acordo determinou que os países signatários (em especial os países industrializados e as grandes economias em desenvolvimento) deveriam instituir políticas e medidas de mitigação das emissões de GEE com o objetivo de reduzir em 5,2% as emissões de GEE até o período 2008-2012 (com base nos níveis de 1990). Além disso, o protocolo estimulou os países a introduzir algumas iniciativas, como: reformar os setores de energia e transportes; promover o uso de fontes energéticas renováveis; eliminar mecanismos financeiros e de mercado inapropriados aos fins do tratado e etc (UNFCCC, 1997).

Em 2015, o Acordo de Paris foi assinado por 195 países membros das Organizações das Nações Unidas (ONU) com o objetivo de limitar o aquecimento global a 1,5°C em comparação com os níveis pré-industriais. Para isso, o acordo prevê que os países promovam uma transformação política, econômica e social capaz de fazê-los atingir a neutralidade de carbono até meados do século. A conversão dos sistemas de energia e transporte, assim como a difusão das tecnologias de baixo carbono e a promoção de políticas e instrumentos que coloquem a transição energética no cerne das agendas nacionais, são, neste sentido, fundamentais para impulsionar o combate às mudanças climáticas nos moldes idealizados pelo acordo.

A transição energética se trata de uma mudança de paradigma que envolve não só a geração de energia, mas também a forma de consumo e os meios de reutilização. O atual conceito de transição energética envolve a transformação das matrizes energéticas poluentes (baseadas no uso de combustíveis fósseis) para matrizes energéticas limpas (baseadas no uso de fontes renováveis de energia) (CASTRO, 2019):

Esta conversão, por sua vez, possui três pilares (EPBR, 2022):

- i. A descarbonização, que busca reduzir a participação das fontes fósseis na matriz energética e permitir o aumento da segurança energética dos países desenvolvidos e muito dependentes da importação de recursos energéticos (uma vez que os recursos renováveis, como luz solar e vento, são genuinamente nacionais);
- ii. A descentralização, que busca alterar o modelo de geração centralizada de energia, impulsionar a difusão dos recursos energéticos distribuídos (REDs) e

tornar os sistemas elétricos mais eficientes, mais limpos (priorizando a disseminação das energias renováveis) e acessíveis (incluindo a possibilidade do consumidor ser também produtor da energia que utiliza);

- iii. A digitalização, que busca utilizar tecnologias digitais para otimizar a gestão da rede elétrica e obter ganhos de produtividade aos operadores do sistema elétrico. Ademais, tecnologias como *blockchain* e *big data* são impulsionadoras de novos modelos de negócios;
- iv. A democratização, que busca garantir o acesso à energia de qualidade e a preços competitivos, de forma a elevar a competitividade das indústrias e contribuir para o bem-estar das sociedades;
- v. O desenho de mercado, que busca garantir um conjunto de regras e procedimentos adequados para o desenvolvimento do mercado de energia com uma repartição justa de riscos e custos entre os agentes.

Deve-se destacar, no entanto, que o processo de transição energética possui dinâmicas diferentes em cada país. Estas dinâmicas são influenciadas por diversos fatores, dentre os quais se destacam, entre outros, o nível de desenvolvimento ou crescimento econômico, as taxas de crescimento da demanda de energia elétrica, os desenhos de mercado, a composição da matriz elétrica em termos de participação de fontes não renováveis e, enfatiza-se, as disponibilidades nacionais de fontes de recursos energéticos (CASTRO; MASSENO: MOSCON, 2020).

Além disso, o processo de transformar uma matriz energética pautada em fontes não renováveis, com o objetivo de uma descarbonização necessária, envolve profundas e complexas mudanças de cunho técnico, social, cultural, político e econômico. Trata-se, assim, de um desafio ingente que exige um esforço conjunto de diversos *stakeholders* do setor energético e da sociedade (CASTRO *et al.*, 2019).

A regulação do mercado de eletricidade, por exemplo, representa um dos pilares centrais da dinâmica de transição, uma vez que as inovações regulatórias podem impulsionar de forma mais acelerada a endogenização das inovações tecnológicas que habilitam a transição energética. O próprio mercado de energia elétrica, por outro lado, será palco de grandes mudanças que possibilitarão a quebra de barreiras à entrada de novos agentes. Dessa forma, um nível cada vez maior de interação será promovido entre os agentes dos mais diferentes segmentos do setor energético (CASTRO, 2019).

2.4 O SETOR ELÉTRICO: REGULAÇÃO ECONÔMICA E INOVAÇÃO

O setor elétrico, especificamente, constitui-se em um elemento-chave da infraestrutura física de qualquer país ao redor do mundo. Desde o final do século XIX, a geração de energia elétrica tem sido um pilar do processo de desenvolvimento econômico e social. O atual estado de consumo energético global compreende a eletricidade não só como um insumo básico para as atividades econômicas, como também para o conforto e a qualidade de vida dos indivíduos.

A principal característica da eletricidade é que se trata de um produto resultante da existência simultânea de dois processos: geração e demanda final. Quando estes processos não são imediatos, o sistema passa a contar com mais dois processos: a transmissão e a distribuição. Dessa forma, a interdependência entre os processos - geração, transmissão, distribuição e demanda final - é um dos principais atributos da indústria de energia elétrica.

Sendo assim, o setor elétrico apresenta uma série de características técnico-econômicas *sui generis*, como: indústria de capital-intensivo, produto indiferenciado, tarifas reguladas, demanda inelástica, necessidade de equilíbrio instantâneo entre oferta e demanda, longo prazo de maturação dos investimentos e etc. Apesar de produzirem um bem homogêneo, os sistemas elétricos são delimitados geograficamente e condicionados pela dotação de recursos energéticos locais, uma vez que a transmissão de eletricidade de longa distância possui restrições técnicas e econômicas (DANTAS; BRANDÃO; ROSENTAL, 2015).

Além disso, como os investimentos exigidos na geração, transformação e distribuição da energia elétrica são tipicamente elevados, os mercados de eletricidade tendem a ser dominados por um pequeno número de empresas (SILVA & LEITE, 2015). Observa-se assim que este panorama não favorece a ocorrência de processos de inovação endógenos ao setor, uma vez que a inovação tem o objetivo de promover lucros extraordinários a partir da diferenciação de produto ou processo.

Nos mercados de eletricidade, as tecnologias de produção são o principal determinante dos preços, porém, há elementos que impossibilitam uma dinâmica endógena de inovação, já que novas tecnologias vão sendo incorporadas às antigas tecnologias, sem que essas deixem de exercer seu papel no setor. As inovações, quando ocorrem, tendem a ser inovações de processo (LEITE & OLIVEIRA, 2016).

No caso do setor elétrico brasileiro (SEB), por exemplo, as empresas do setor sempre priorizaram a mera compra de novas tecnologias ao invés da sua absorção visando o

desenvolvimento de novos produtos. Contudo, gradativamente a cultura da inovação foi se inserindo nas empresas do SEB, especialmente entre os grupos mais estruturados, dado o reconhecimento dos ganhos de eficiência das inovações. Neste sentido, a ANEEL elaborou um programa de P&D com o objetivo de induzir as empresas do SEB a investirem cerca de 0,4% da receita operacional líquida em projetos de pesquisa. fomentar uma cultura de inovação e o desenvolvimento do SEB, com a criação de novos produtos e o aprimoramento da prestação de serviços (CASTRO & LA ROVERE, 2018).

Além disso, as inovações regulatórias abrem espaço para difusão de tecnologias associadas a novos modelos de negócio, como é o caso da geração distribuída e do armazenamento de energia. As regras definidas pelos órgãos reguladores possibilitam que inovações tecnológicas se disseminem em segmentos econômicos do setor elétrico que são caracterizados como monopólios naturais (CASTRO & LA ROVERE, 2018).

Dessa forma, o setor elétrico é, em geral, altamente regulado e institucionalizado, o que cria uma necessidade de interação constante entre os agentes públicos e privados a fim de se executar a plena coordenação da cadeia produtiva. Ademais, por se tratar de uma indústria de rede, o setor exige uma regulação econômica ativa para garantir a saúde financeira das empresas sem que haja a cobrança de preços abusivos (CASTRO *et al.*, 2016).

3 REDES INTELIGENTES: CONCEITO, VANTAGENS OPERACIONAIS E BENEFÍCIOS ECONÔMICOS E AMBIENTAIS

Desde o surgimento da indústria elétrica, o paradigma tecnológico do setor elétrico pouco foi alterado: geração centralizada distante dos centros de carga, sendo a energia elétrica transmitida por extensas linhas de transmissão e posteriormente distribuída por linhas de baixa tensão. Em síntese, trata-se de uma estrutura integrada com fluxos de energia unidirecionais onde prevalece o padrão “geração segue a carga”, sendo possível prever estas cargas através de ferramental estocástico (CASTRO *et al.*, 2016).

Entretanto, as redes convencionais não serão adequadas para atender as demandas do setor de energia em um futuro próximo, devido a inserção em larga escala das energias renováveis intermitentes e das novas tecnologias e equipamentos digitais no setor elétrico, em especial no canal da distribuição de energia (LAMIN, 2013).

Os recursos energéticos distribuídos (REDs), por exemplo, podem ser definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras (EPE, 2018). Atualmente, os RED mais usuais são: a geração distribuída; o armazenamento de energia distribuído; a eficiência energética; a resposta da demanda; e os veículos elétricos e a respectiva estrutura de recarga. Segundo Gouvêa (2019), eles possuem o potencial de oferecer e impor inovações tecnológicas, tanto no lado da demanda, quanto no lado da oferta, servindo de complemento ao sistema de geração de energia centralizada ou como substituto. Entende-se que estes recursos podem reduzir a dependência do uso de combustíveis fósseis e ao mesmo tempo, contribuir de forma decisiva para a implementação de modernos serviços de distribuição de energia elétrica, tanto em áreas urbanas, como em áreas remotas e rurais. (GOUVÊA, 2019).

No caso dos veículos elétricos (VEs), por exemplo, é possível observar uma tendência de adoção cada vez mais acelerada por parte da sociedade. Diversos países estabelecem políticas públicas de incentivo para a introdução e difusão da mobilidade elétrica. Segundo dados da IEA (2022a), em 2021, as vendas de VE mais que dobraram em relação ao ano anterior, alcançando a marca de 6,6 milhões de unidades, representando cerca de 9% do mercado automotivo. No entanto, o carregamento dos VEs se apresenta como um desafio adicional para a rede elétrica dado que implicará em um consumo significativamente maior de eletricidade. Com isso, para além das políticas ambientais e incentivos dos governos, dotar o

sistema de distribuição de energia de mais inteligência e flexibilidade constitui um dos principais fatores críticos para a disseminação dos veículos elétricos (ANTUNES, 2015).

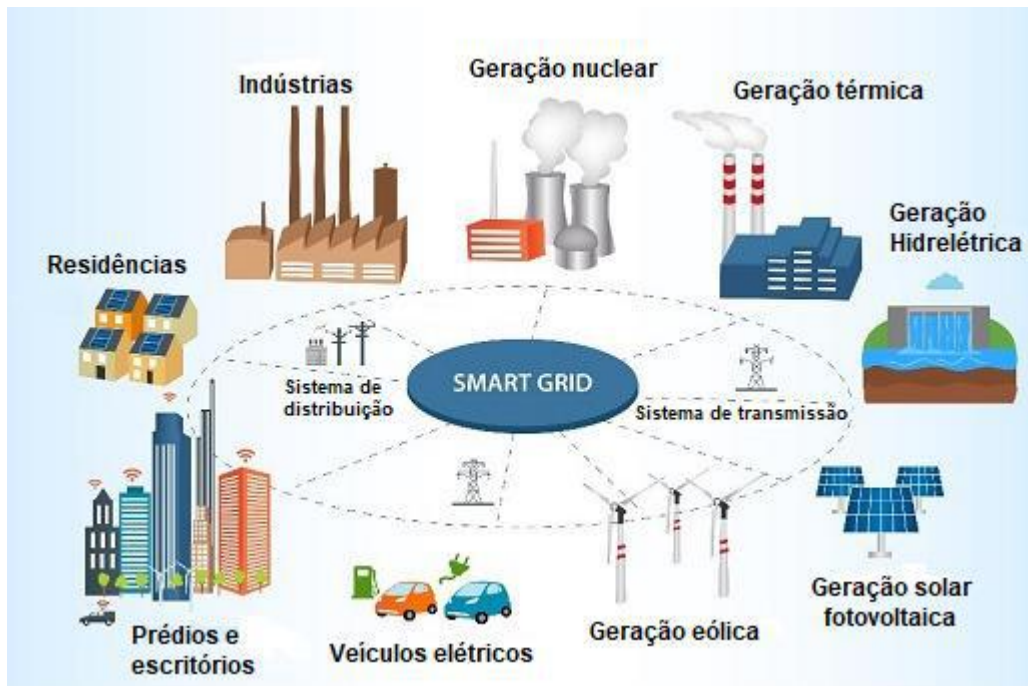
Além disso, a tecnologia *vehicle-to-grid* (V2G) se apresenta como um recurso diferencial em comparação a outros tipos de veículos ao conceber um fluxo bidirecional de energia entre o veículo e a rede elétrica, permitindo, dessa forma, a exportação da energia armazenada de volta à rede. Deste modo, os VEs poderão ser uma ferramenta importante para suprir as exigências de demanda por eletricidade nos horários de pico e para contribuir para a estabilidade da rede elétrica (ANTUNES, 2015).

É neste contexto que surge o conceito de redes elétricas inteligentes (REIs) – ou *smart grids* – que representa uma mudança de paradigma no setor elétrico ao levar em conta a necessidade de tornar o sistema de entrega de energia mais interativo por razões que diferem em cada país ou região (RIVERA *et al.*, 2013). A Agência Internacional de Energia define as redes inteligentes como:

"redes de eletricidade que utilizam tecnologias digitais e outras tecnologias avançadas para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade de todas as fontes de geração para atender às diferentes demandas dos usuários finais. As redes inteligentes coordenam as necessidades e capacidades de todos os geradores, operadores da rede, usuários finais e partes interessadas do mercado de eletricidade para operar todas as partes do sistema da forma mais eficiente possível, minimizando os custos e os impactos ambientais enquanto maximizam a confiabilidade, a resiliência e a estabilidade do sistema" (IEA, 2021).

Neste sentido, as redes inteligentes podem ser encaradas como o produto da evolução dos sistemas elétricos atuais considerando a expansão e reforço das redes, a capacidade de integrar geração distribuída de diversas fontes e dimensões, a implementação de infraestruturas avançadas de controle e informação (em particular de medição avançada) e a existência de consumidores finais com demanda "flexível" (ANTUNES, 2015).

Figura 6: Arquitetura representativa das Redes Elétricas Inteligentes.



Fonte: Adaptado de Smart Energy (2021).

O desenvolvimento das redes inteligentes, porém, é algo complexo e trata-se de um processo que se dá em paralelo ao declínio das atuais tecnologias e seus respectivos mercados. Uma vez que a maior parte dos sistemas ainda opera sob a lógica estática, centralizada e de fornecimento unidirecional, a difusão das redes inteligentes provoca uma transformação significativa em todos os segmentos da cadeia produtiva. Dessa forma, a experiência internacional revela a importância do estabelecimento de metas para a efetiva implementação das redes inteligentes, o que favorece a criação de mercado para as novas tecnologias e incentiva a participação da indústria (CASTRO *et al.*, 2016).

Ademais, a liberalização ocorrida no setor elétrico durante as últimas décadas aumentou a complexidade institucional e de mercado associada ao planejamento, operação e serviços do sistema. A separação funcional e as novas entidades operacionais possuem propriedade e operações complicadas, que muitas vezes estão sob jurisdições regulatórias diferentes e aumentaram a incerteza em relação à entrega do investimento necessário. Logo, a difusão adequada das redes inteligentes demanda a formação de uma sinergia entre os diversos agentes ao longo da cadeia produtiva do setor elétrico (EAC, 2008).

Isto posto, o presente capítulo se propõe a fazer uma análise das redes inteligentes como um dos elementos centrais da dinâmica de transformação tecnológica do setor elétrico. Serão

discutidos os benefícios econômicos e ambientais da implementação das redes inteligentes e as vantagens operacionais para o setor elétrico decorrentes da difusão desta nova tecnologia.

3.1 VANTAGENS OPERACIONAIS PARA O SETOR ELÉTRICO

O paradigma tradicional do setor elétrico, no qual prevalecem a comunicação e o fluxo unidirecional de energia entre os fornecedores e os clientes no sistema de distribuição, está sendo profundamente alterado. A nova configuração do sistema é caracterizada por ser cada vez mais descentralizada e por conferir um novo papel aos usuários finais, transformando estes em atores ativos da rede.

Neste sentido, a infraestrutura inteligente que emerge nos sistemas elétricos é capaz de dotar os consumidores finais de informações mais detalhadas e maiores possibilidades de escolha, capacitando-os para gerenciar seus próprios hábitos de consumo por meio da automação residencial. Com isso, torna-se possível, por exemplo, obter uma melhor gestão da carga, o que leva a uma redução dos picos de consumo e a um aumento da eficiência energética no consumo final de energia, abrindo também a possibilidade para reduções tarifárias diante da produção e gestão mais flexível do sistema.

A Resposta da Demanda (RD), por exemplo, constitui-se como uma das principais ferramentas promovidas pelas redes inteligentes capazes de: viabilizar programas de gerenciamento de carga para se fazer frente à elevação no nível de complexidade de operação das futuras redes elétricas; intensificar o processo de descentralização e digitalização do setor e; trazer benefícios para os consumidores.

A RD, pautada na otimização do consumo de eletricidade, pode ser definida como um mecanismo através do qual os consumidores são motivados a alterar seu padrão de consumo de energia elétrica em resposta a mudanças no preço da eletricidade (DOE, 2006). Ou seja, trata-se de um mecanismo de baixo custo de implantação que confere mais poder ao consumidor (cuja participação no sistema de energia deixa de ser passiva e torna-se ativa) e uma alternativa às *utilities* em momentos de crise ou necessidade de suprimento de eletricidade.

No contexto de reestruturação do paradigma do setor elétrico, a RD oferece diversos benefícios, dentre os quais (EPE, 2019a):

- i. redução ou deslocamento da demanda de ponta;
- ii. balanceamento da oferta e demanda de energia em momentos de aumento repentino da carga;

- iii. reserva de contingência, evitando blecautes;
- iv. participação de diversos agentes no mercado de capacidade, aumentando a confiabilidade do sistema;
- v. reserva de rampa, fornecendo maior flexibilidade em sistemas com maior participação de fontes renováveis não controláveis; e
- vi. armazenamento virtual de energia, deslocando a carga do período de ponta para momentos de pico da geração renovável, por exemplo.

De modo geral, a RD pode ser dividida em dois tipos: programas baseados na precificação da tarifa (também conhecida como RD não despachável) e programas baseados em incentivos financeiros (RD despachável). No primeiro caso, utiliza-se a tarifação para criar um incentivo que promova a mudança no perfil de uso da energia por parte dos consumidores. Dessa forma, o consumidor reorganiza o seu perfil de consumo para momentos em que a tarifa é mais baixa, diminuindo, por consequência, o consumo em momentos de tarifa elevada (COIMBRA; JUNIOR; CHANTRE, 2021).

A RD despachável, por sua vez, é caracterizada pela oferta de incentivos financeiros que visam a redução da demanda por eletricidade em momentos críticos da rede. O consumidor, por um lado, oferta uma contenção programada de sua demanda em troca de uma compensação financeira e o operador do sistema, por outro lado, emite ordens de despacho que penaliza ou remunera o consumidor dependendo do contrato de uso estabelecido anteriormente (COIMBRA; JUNIOR; CHANTRE, 2021).

Outra característica emblemática das mudanças trazidas pelas redes inteligentes é a massificação da geração distribuída, onde o setor passa de um modelo de mercado cativo com um único supridor para um mercado com múltiplas fontes de energia e clientes que podem atuar hora como consumidor, hora como fornecedor de energia (prosumidor) (PELEGRINI; VALE, 2014).

A geração distribuída (GD) é toda geração, de pequena ou média escala, que ocorre nas proximidades do consumidor a quem é destinada, para o suprimento parcial ou integral da demanda. Características adicionais incluem a flexibilidade em termos de instalação e conexão da rede e a intermitência associada à disponibilidade do recurso primário de energia utilizado para geração, como é o caso das fontes eólica e solar (PEREIRA & SILVA, 2018).

Neste sentido, a infraestrutura da rede inteligente associada à GD oferece um importante benefício aos consumidores com relação a qualidade do fornecimento de eletricidade, uma vez

que a proximidade com as cargas permite um melhor uso das fontes de energias locais, o que resulta na redução da dependência dos autoprodutores em relação à rede elétrica e no acesso de baixo custo à eletricidade para consumidores ligados à geração distribuída renovável (RAMOS, 2015).

O emprego de instrumentos que remuneram a geração de energia elétrica a partir da GD renovável também representa uma tendência do novo sistema elétrico. Os sistemas de tarifa tipo *feed in*, por exemplo, dizem respeito ao preço que as concessionárias devem pagar aos produtores de energia com fontes de geração limpa para cada kWh produzido. Dessa forma, os usuários podem ser tanto remunerados pela energia exportada para rede quanto obter um abatimento na fatura por ter utilizado a própria energia gerada (RESENDE & AQUINO, 2018). Já as tarifas do tipo *net metering* referem-se à medição (por meio de medidores bidirecionais) do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração. Neste caso, registra-se o valor líquido da energia no ponto de conexão. Se a energia gerada for maior que a carga, o consumidor é remunerado ou recebe um desconto na próxima fatura. Do contrário, o consumidor paga apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada (RAMOS, 2015).

Outro aspecto importante associado à promoção das redes inteligentes na infraestrutura do setor elétrico refere-se à disseminação acelerada da mobilidade elétrica. A diminuição dos preços dos veículos elétricos, os custos reduzidos de manutenção e as preocupações de ordem ambiental têm estimulado os indivíduos a adquirir os modelos eletrificados em detrimento dos veículos movidos a combustíveis fósseis.

Para além de oferecer zero emissões de escape e maior eficiência energética (posicionando-se como uma importante tecnologia para a redução do consumo de combustíveis fósseis e emissão de CO₂), os VEs apresentam-se como uma solução para o aumento da capacidade de armazenamento da energia elétrica da rede através das tecnologias V2G.

O V2G poderá desempenhar um papel significativo enquanto recurso bidirecional para suprir a demanda por eletricidade nos horários de pico e contribuir para a estabilidade da rede como um todo. Neste sentido, os proprietários podem obter retornos monetários ao fornecer a energia elétrica armazenada nas baterias dos veículos. Da mesma forma, podem obter vantagens econômicas ao recarregá-las durante períodos em que a tarifa é mais barata (a noite, por exemplo) e vender a energia armazenada durante o dia a preços competitivos (ANTUNES, 2015).

Além disso, outros tipos de recursos bidirecionais dos VEs são capazes de extrair valor adicional do ativo da bateria e se integrar com outras unidades como residências ou equipamentos. No caso do *vehicle-to-home* (V2H), a bateria dos VEs pode ser utilizada como backup de energia de uma casa em uma situação de interrupção no fornecimento de energia. Já o recurso *vehicle-to-everything* (V2X), pode transformar o VE em uma fonte de energia móvel a ser conectada em equipamentos elétricos (IEA, 2019).

As baterias dos VEs podem ainda ter uma “segunda vida” como dispositivos estacionários após terem atingido o fim de sua vida útil. O Fórum Econômico Mundial estima que o equivalente a mais de 10 bilhões de baterias alcancem o fim da vida em 2030 (WEF, 2019). Ao alcançar este fim, as baterias não possuem mais capacidade de armazenamento suficiente para garantir a autonomia dos veículos. Estas baterias, porém, podem ser utilizadas em conjunto na formação de sistemas de armazenamento de energia, cujos proprietários poderão exportar a energia armazenada para a rede (AQUINO *et al.*, 2017).

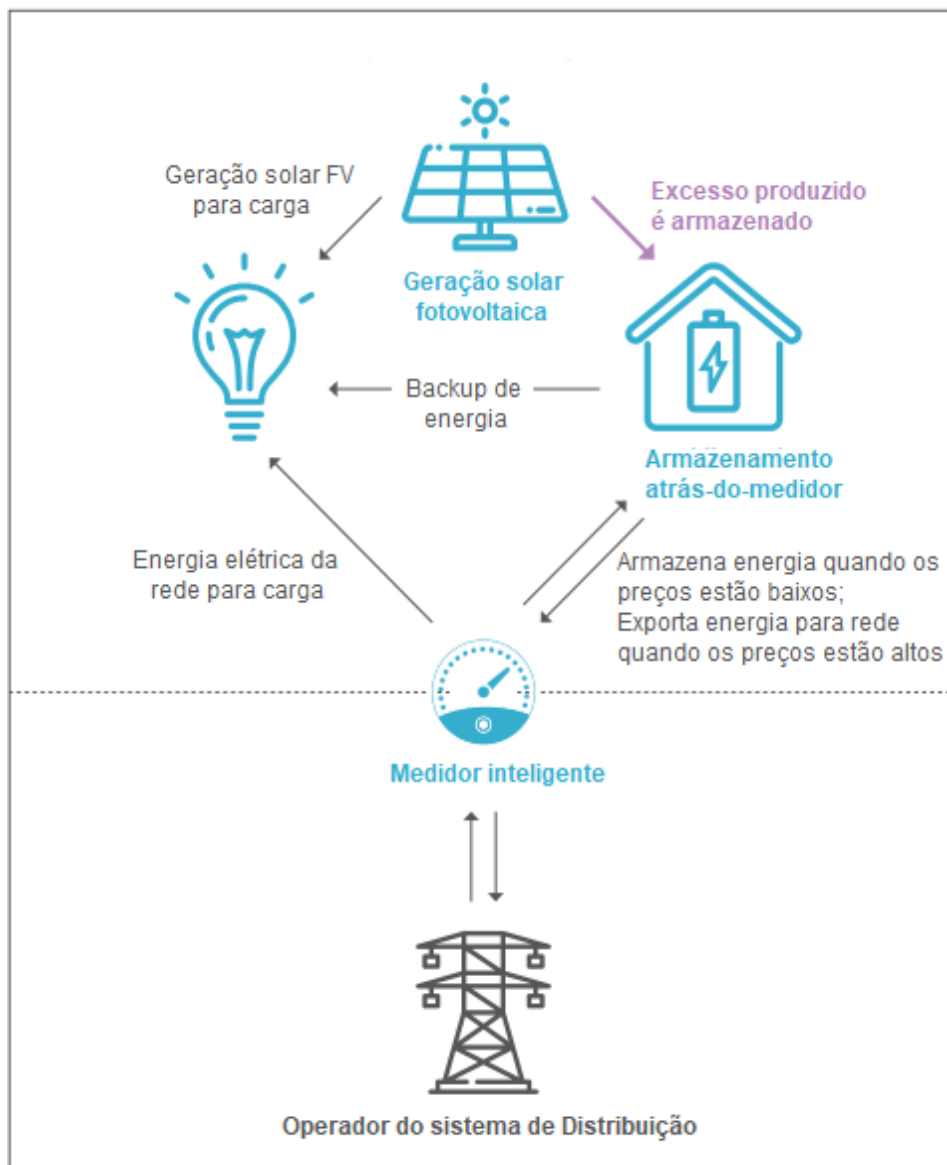
Os sistemas de armazenamento de energia constituem outro elemento intimamente associado à introdução das redes inteligentes no setor elétrico. São caracterizados pela alta densidade de energia e eficiência, baixo tempo de resposta, aplicabilidade versátil, rápida instalação e pela expectativa de queda contínua de custos (IRENA, 2020). De acordo com IRENA (2017), o armazenamento será um dos principais pilares da transição energética, garantindo a provisão de serviços ao longo da cadeia de valor da energia elétrica e ao nível do consumidor final.

Em síntese, o armazenamento de energia pode ocorrer de forma distribuída ou centralizada, em pequena ou grande escala. Os sistemas distribuídos, também denominados atrás do medidor ou *behind-the-meter* (BTM), são aqueles capazes de fornecer energia de forma local sem passar por um medidor. Os sistemas centralizados, por sua vez, conhecidos como na frente do medidor ou *front-of-the-meter* (FTM), fornecem energia para regiões externas, que requerem que a energia passe por um medidor antes de chegar ao consumidor final (EPE, 2019b).

As modalidades de autoconsumo relacionadas as energias renováveis, como painéis fotovoltaicos residenciais, turbinas eólicas de pequeno porte e geradores industriais, geralmente fazem parte de sistemas BTM (IRENA, 2019). Neste caso, os sistemas de armazenamento oferecem benefícios aos consumidores ao: promover o aumento do autoconsumo ligado às fontes de geração de energia renovável; fornecer backup de emergência em situações de

blecaute; auxiliar o gerenciamento da demanda (e apoiar os programas de RD) e; proporcionar retornos financeiros (armazenando energia em períodos de preços mais baixos e exportando para rede em períodos de preços elevados), ou descontos nas faturas de eletricidade. A Figura 7 abaixo ilustra o funcionamento de um sistema de armazenamento de energia BTM.

Figura 7: Configuração de um sistema de armazenamento de energia BTM conectado à rede.



Fonte: Adaptado de IRENA (2019).

Em suma, a implementação das redes inteligentes na infraestrutura de distribuição é capaz de integrar diferentes soluções operacionais que satisfazem a demanda por energia dos consumidores, ao mesmo tempo em que reduzem custos, produzem benefícios ambientais, elevam a confiabilidade do suprimento de eletricidade e otimizam a alocação de recursos do sistema como um todo.

3.2 BENEFÍCIOS AMBIENTAIS

A urgência no combate às mudanças climáticas vem revelando a necessidade de uma mudança profunda na forma com que as sociedades produzem e consomem energia. À vista disso, a eletrificação e a eficiência como os principais vetores da transição energética rumo a um futuro neutro em carbono. Em IRENA (2022), sublinha-se que esta transição pode ser alcançada por meio de: aumentos significativos na geração de eletricidade a partir de fontes renováveis; promoção intensiva da eficiência energética e; eletrificação de setores de uso final (veículos elétricos no setor de transporte, por exemplo). Dessa forma, estima-se que é possível reduzir as emissões anuais em até 37 GtCO₂ até 2050.

Neste sentido, verifica-se nos últimos anos uma tendência de maior participação das fontes renováveis de energia, que apresentam baixa emissão de gases causadores do efeito estufa por não consumirem combustíveis fósseis. Segundo dados da BP (2021), de 2000 a 2020, a participação das fontes renováveis na geração elétrica total aumentou de 18% para 28%, com destaque para as fontes eólica e solar. No caso da energia solar, com a difusão dos painéis fotovoltaicos, os consumidores passaram a ser também produtores de sua própria energia elétrica, implicando em uma rede elétrica cada vez mais descentralizada e com fluxos de energia bidirecionais.

No entanto, esta integração massiva de fontes de energia renováveis caracterizadas pela variabilidade e intermitência na rede elétrica constitui um grande desafio para a operação do setor elétrico. As redes inteligentes, então, serão as ferramentas habilitadoras da integração destas tecnologias ao *mix* energético dos países (que por sua vez, promoverão benefícios ao meio ambiente).

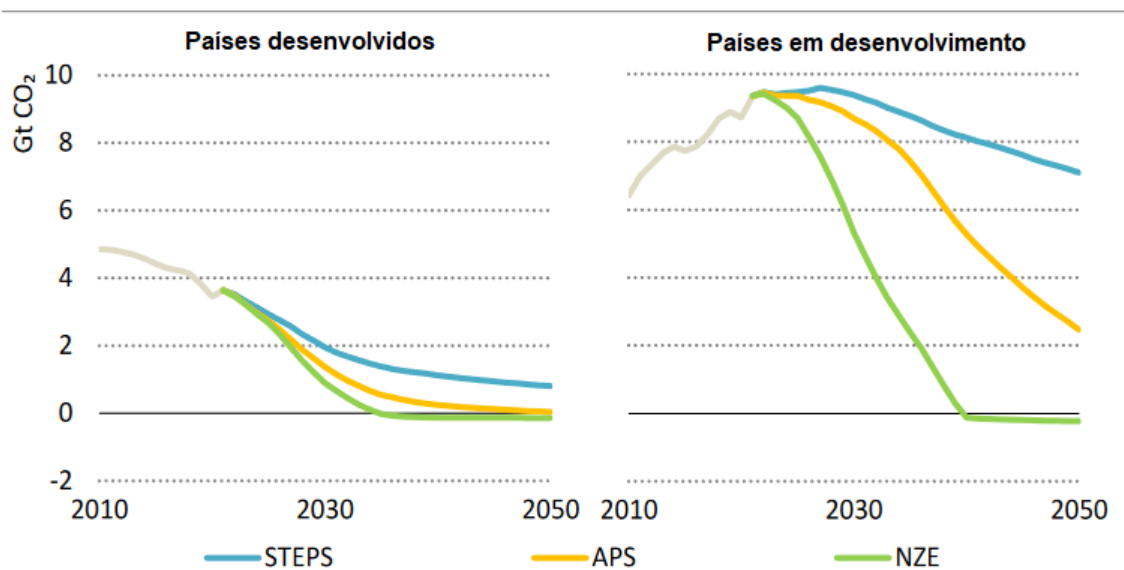
A Agência Internacional de Energia estima que a demanda global por eletricidade alcançou o patamar de 24.700 TWh em 2021 (e a expectativa da agência é que atinja a marca de 54.000 TWh em 2050). O setor elétrico, por sua vez, emitiu cerca de 13 GtCO₂ em 2021 – o equivalente a 1/3 das emissões relacionadas ao setor de energia no mundo (IEA, 2022b).

Para atender esta crescente demanda em concordância com a transição energética, prevê-se que as fontes renováveis representem a maioria das adições de capacidade em todas as regiões do planeta até o horizonte de 2050. A IEA estima que as adições em capacidade eólica e solar alcancem 270 GW e 600 GW, respectivamente, fazendo com que as fontes possam ser responsáveis por até 90% da geração total de eletricidade em 2050 (IEA, 2022b).

Tal fenômeno será possível uma vez que os custos das tecnologias renováveis estão caindo rapidamente ao longo dos anos. Os custos nivelados de energia – parâmetro mais utilizado para comparar o custo relativo da energia produzida por diferentes fontes de geração - da fonte solar, por exemplo, diminuíram 88% entre 2010 e 2021 (de US\$ 0,417/kWh para US\$ 0,048/kWh). Os custos nivelados dos parques eólicos, por sua vez, diminuíram 68% no mesmo período – de US\$ 0,102/kWh para US\$ 0,033/kWh (IRENA, 2022).

Com o aumento da participação das fontes renováveis nas matrizes elétricas dos países, estima-se que a intensidade média global de CO₂ na geração de eletricidade poderá ser reduzida para até 165 gCO₂/kWh em 2030. Ademais, as emissões líquidas do setor elétrico poderão ser reduzidas a quase zero em 2050 no cenário otimista projetado pela IEA, conforme ilustrado no Gráfico 1 abaixo (IEA, 2022b).

Gráfico 1: Emissões anuais de CO₂ associadas a geração de eletricidade por agrupamento regional e cenário (2010-2050)¹.



Fonte: Adaptado de IEA (2022b).

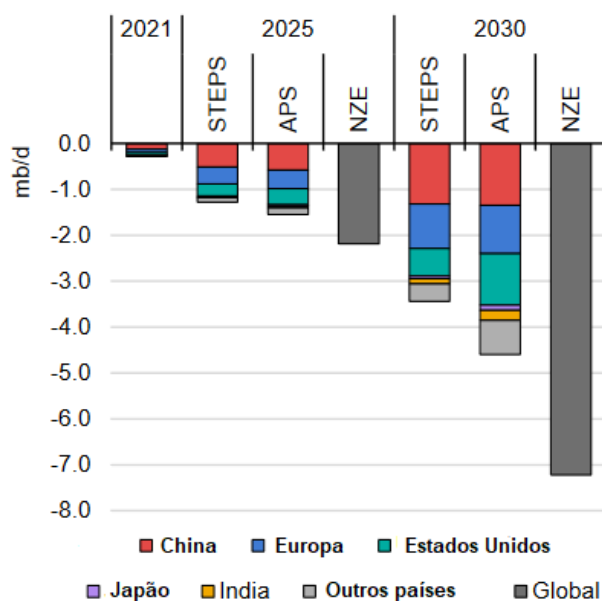
Na mesma linha, o desenvolvimento das redes inteligentes se constitui em um fator crítico para a difusão da mobilidade elétrica, que por sua vez, irá contribuir para a descarbonização do setor de transportes e para a criação de ambientes urbanos cada vez mais limpos e sustentáveis.

¹ STEPS = Cenário de Políticas Declaradas; APS = Cenário de Promessas Anunciadas; NZE = Cenário de Emissão Líquida Zero.

De acordo com IEA (2022a), o setor de transportes foi responsável por cerca de 23% do total de emissões mundiais de CO₂, sendo o modal de transporte rodoviário o mais poluente. Além disso, o setor de transportes é responsável ainda pelo aumento da dependência energética de diferentes países, uma vez que países com escassas reservas de combustíveis fósseis são obrigados a importar estes recursos para garantir o abastecimento interno - o que provoca, consequentemente, o crescimento das emissões locais.

Neste sentido, a eletrificação do setor de transportes em concomitância com a descarbonização dos sistemas elétricos é considerada uma estratégia indispensável para que os países alcancem a neutralidade de carbono. Prevê-se que a disseminação dos VEs a utilização de até cerca de 7 milhões de barris de petróleo por dia ao redor do mundo até o final de 2030 (Figura 8).

Figura 8: Redução do uso de petróleo no setor de transporte por cenário (2021-2030)².



Fonte: Adaptado de IEA (2022a).

Além disso, como tecnologias consumidoras de energia elétrica, os veículos elétricos criam uma nova demanda por eletricidade que pode ser fornecida por fontes renováveis. Segundo IEA (2022a), o número de VEs deve passar de pouco mais de 16 milhões em 2021 para cerca de 200 milhões em 2030. Este crescimento projetado irá elevar a demanda de

² Nota: mb/d = Milhões de barris por dia; STEPS = Cenário de Políticas Declaradas; APS = Cenário de Promessas Anunciadas; NZE = Cenário de Emissão Líquida Zero.

eletricidade dos VEs para 1.100 TWh, o equivalente a 4% da demanda final de eletricidade no final da década.

Além dos benefícios dessa mudança, como a redução das emissões de carbono, a mobilidade elétrica – impulsionada pelas redes inteligentes – também gera ganhos de eficiência significativos e pode atuar como um importante recurso de armazenamento associado à geração de energia das fontes renováveis intermitentes. A IEA estima que os ganhos de eficiência energética reduzirão o crescimento do consumo de eletricidade em cerca de 10.000 TWh até 2050 (IEA, 2022b).

A difusão estendida dos veículos elétricos também está associada a benefícios sanitários, com a redução da poluição do ar e dos danos à saúde associados. Somente em 2021, a frota elétrica global proporcionou uma redução líquida de 40 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂eq) ao longo da cadeia de valor da nova indústria (IEA, 2022a).

Ademais, segundo estimativas da IEA, o crescimento da frota global de VEs e a menor intensidade de carbono na geração de eletricidade nos próximos anos podem evitar a emissão de até 580 MtCO₂eq (IEA, 2022a). Portanto, a eletrificação do setor de transporte e a mudança para fontes renováveis de energia são iniciativas importantes não apenas para enfrentar as mudanças climáticas, mas também para a melhora da qualidade do ar nas grandes cidades e para a saúde humana.

3.3 BENEFÍCIOS ECONÔMICOS

A promoção de inovações tecnológicas que garantam a modernização e expansão da infraestrutura dos sistemas elétricos, como é o caso das redes inteligentes, está diretamente associada à missão dos países de atender uma demanda crescente de eletricidade de forma segura, eficiente e sustentável do ponto de vista ambiental. Além disso, o desenvolvimento destas novas tecnologias propicia ganhos econômicos para os diferentes agentes envolvidos no ecossistema do setor elétrico.

Entre outras vantagens, a implementação das *smart grids* permite uma redução nos custos de manutenção a partir da otimização da estrutura operacional; uma alocação de recursos mais eficiente (o que leva a uma otimização dos mercados de eletricidade e dos serviços energéticos); e a criação de novos produtos e serviços (o que leva a uma maior diferenciação entre os agentes do mercado de energia).

Em relação a estrutura operacional dos sistemas, ao passo em que a penetração dos serviços digitais avança no setor elétrico, a ocorrência de distúrbios inesperados causa a perda de informações, desarticulação dos processos operacionais e queda de produtividade. Neste sentido, as redes inteligentes têm potencial para detectar qualquer falha e permitir a autocorreção do sistema a partir de 3 pilares: monitoramento e reação em tempo real, antecipação de problemas e isolamento rápido.

Os medidores inteligentes e as comunicações bidirecionais instalados em toda a rede permitem que as concessionárias identifiquem, localizem, isolem e restaurem as interrupções de energia com mais rapidez (redirecionando automaticamente a transmissão de energia para os serviços contínuos) – reduzindo custos, elevando a confiabilidade do sistema e assegurando o fornecimento contínuo de eletricidade com qualidade (NETL, 2010).

No que diz respeito à alocação de recursos, as redes inteligentes podem reduzir a necessidade da construção de usinas de geração de energia e de linhas de transmissão adicionais que seriam necessárias para atender, por exemplo, a demanda de pico. A capacidade de reduzir a demanda de pico por meio do gerenciamento de carga e dos mecanismos de resposta da demanda do consumidor pode adiar ou reduzir a necessidade de investimentos de capital para implementar recursos que não seriam utilizados na maior parte do tempo (DILEEP, 2019).

Além disso, as *smart grids* podem ser utilizadas para prolongar a vida útil de certos ativos existentes por meio de metodologias aprimoradas de gerenciamento que exploram o monitoramento de condições operacionais e produzem diagnósticos sobre os componentes do sistema elétrico, como é o caso do *Dynamic Stochastic Optimal Power Flow* (DSOPF), tecnologia que estima e otimiza o controle do fluxo de energia em tempo real (BUTT *et al.*, 2020).

Outro benefício decorrente da implementação das redes inteligentes surge da possibilidade de realizar conexões e desconexões de forma remota e automatizada, o que reduz os custos de operação das empresas ao eliminar a necessidade de executar atividades em campo. Os custos reduzidos também podem resultar do monitoramento remoto de ativos em tempo real, permitindo que as concessionárias passem de práticas de manutenção baseadas em tempo para manutenção baseada na condição do equipamento (DILEEP, 2019).

Atualmente, os ativos que compõem a infraestrutura dos sistemas de transmissão e distribuição já se aproximam do fim de sua vida útil. No entanto, os custos de substituição de tais equipamentos são elevados e operação destes em serviço contínuo eleva os riscos da

ocorrência de falhas e dos custos de interrupção – custos que aumentam a medida em que são causados danos mais graves ao sistema (EAC, 2008).

Sendo assim, a partir da utilização de informações aprimoradas sobre os ativos da rede a partir das tecnologias de monitoramento das *smart grids*, os operadores dos sistemas de transmissão e distribuição podem reduzir o risco de sobrecarregar os equipamentos, especialmente aqueles que já se aproximam do fim de sua vida útil.

Em síntese, a implementação das redes inteligentes resulta em benefícios econômicos para a estrutura do setor elétrico que vão desde a otimização do uso de ativos e da operação das concessionárias de energia até a elevação da confiabilidade do fornecimento de eletricidade. O Quadro 1 abaixo sintetiza os principais benefícios econômicos associados à implantação das *smart grids*.

Quadro 1: Benefícios econômicos das redes elétricas inteligentes.

Categoria	Benefício
Otimização no uso de ativos	Operação otimizada dos geradores de energia
	Investimento na capacidade de geração
	Custos reduzidos de serviços auxiliares
	Geração distribuída
	Uso de sistemas de armazenamento
	Utilização de VEs como armazenamento e controle de carga
	Promoção da eficiência energética
	Resposta da demanda
	Custos de transmissão reduzidos
Economia de capital nos sistemas de transmissão e distribuição	Geração distribuída
	Uso de sistemas de armazenamento
	Resposta da demanda
	Eficiência energética
	Investimento na capacidade de transmissão
	Investimento na capacidade de distribuição
	Redução das falhas de equipamentos
	Otimização no uso da mão de obra

Economia na operação e manutenção dos sistemas	Otimização das operações a partir da infraestrutura de medição avançada
	Eficiência nos sistemas de transmissão e distribuição
	Custo reduzido de manutenção dos equipamentos de transmissão
	Custo reduzido de manutenção dos equipamentos de distribuição
Redução de roubos	Redução das perdas de eletricidade por roubo
Eficiência energética	Economia de energia correspondente ao gerenciamento da carga de pico
	Promoção da eletricidade no lugar de outras fontes de energia
	Redução das perdas de eletricidade
	Aumento da produtividade
Economia nos custos de eletricidade	Redução nos custos de eletricidade
	Uso de medidores inteligentes
	Redução nos custos de atendimento ao cliente
	Uso de sistemas de armazenamento
	Aumento da produtividade
	Redução dos custos de restauração
	Elevação da velocidade de restauração
	Redução de interrupções no fornecimento de eletricidade
	Maior acesso a eletricidade
Qualidade de energia	Redução de interrupções no fornecimento de eletricidade
	Redução de quedas e ondulações de energia
	Uso de sistemas de armazenamento

Fonte: Adaptado de Mikalauskas (2015).

Ademais, a promoção das redes inteligentes está diretamente vinculada a melhoria das condições para o desenvolvimento econômico. O desenvolvimento econômico depende de um sistema de energia elétrica confiável e de alta qualidade. A implementação das *smart grids* cria um ambiente atraente para novos investimentos tanto no setor elétrico quanto em outras atividades econômicas (NETL, 2010).

Por fim, a difusão das redes inteligentes também gera como externalidade positiva a criação de novos produtos, serviços e modelos de negócios. A integração dos REDs (como os veículos elétricos, o armazenamento de energia, a geração distribuída e etc), desperta a necessidade de se desenvolver estratégias e processos de gestão de energia para lidar com os desafios associados à utilização sustentável de energia.

A figura do agregador e de serviços ancilares (como os sistemas de gerenciamento de energia), podem, através do controle do carregamento dos VEs e da gestão da energia produzida pelas unidades fotovoltaicas, auxiliar na operação do sistema de distribuição e gerar diversos benefícios econômicos. No caso, novos serviços de controle de carga para o abastecimento dos VEs, de remuneração da energia armazenada nos veículos e de serviços adicionais de reserva de energia aos operadores do sistema de transmissão e distribuição serão necessários para o fortalecimento do sistema elétrico descentralizado do futuro.

Os proprietários de VEs, por exemplo, terão o custo de oportunidade para o abastecimento dos veículos reduzidos (o que também ajuda a aumentar a atratividade dos VEs). Os operadores do sistema, por sua vez, poderão minimizar efeitos negativos na rede como picos de carga, congestão na rede, perdas de energia, queda de tensão e etc (ANTUNES, 2015).

4 A EXPERIÊNCIA NORTE-AMERICANA: ELEMENTOS ECONÔMICOS, REGULATÓRIOS E POLÍTICAS PÚBLICAS

Conforme apresentado nos capítulos anteriores, o avanço em direção a uma economia ambientalmente sustentável está intimamente ligado ao aumento da penetração das fontes renováveis intermitentes nas matrizes elétricas, à difusão dos REDs, à promoção da eficiência energética e de mecanismos de otimização do consumo de eletricidade.

Assim, a modernização das redes tem se consolidado como um componente essencial do processo de planejamento dos países para a transformação dos sistemas de eletricidade a fim de acomodar os fluxos descentralizados de energia, atender os requisitos de confiabilidade e a demanda futura em crescimento.

Neste sentido, o presente capítulo se propõe a fazer uma análise dos desafios econômicos e regulatórios associados à implementação das redes inteligentes a partir de um estudo de caso dos Estados Unidos. Busca-se apontar que o desenvolvimento de redes inteligentes está sendo fortemente estimulado no país, em especial na Califórnia, a partir do encontro de investimentos e políticas públicas, regulamentações das agências de energia e projetos de P&D das empresas privadas.

Com relação aos desafios econômicos, será abordada a questão dos custos e dos investimentos necessários para a construção das novas infraestruturas; da formação da nova estrutura do mercado de eletricidade e; do papel das políticas públicas e dos incentivos governamentais para a viabilização das novas tecnologias. No campo da regulação, será analisado o papel dos governos e das entidades reguladoras na redução das barreiras à transformação de mercado e dos próprios sistemas elétricos – seja através da regulação direta e/ou de uma regulação de incentivos.

4.1 STATUS ATUAL E PERSPECTIVAS DAS REDES INTELIGENTES NOS ESTADOS UNIDOS

O setor elétrico norte-americano é composto por uma rede com capacidade de geração de 1.200 GW que fornece eletricidade a 330 milhões de pessoas em cerca de 960 mil quilômetros de linhas de transmissão e 8,8 milhões de quilômetros de linhas de distribuição. No total, o sistema engloba milhares de entidades, incluindo 77 autoridades de balanceamento, sete operadores de sistema independentes/organizações regionais de transmissão, quatro

organizações federais de comercialização de energia e mais de 2.786 concessionárias de distribuição reguladas por diversas entidades no âmbito federal, estadual e local (DOE, 2022).

As autoridades de balanceamento são entidades do setor elétrico dos EUA responsáveis por manter as condições operacionais apropriadas para o sistema, garantindo que um suprimento suficiente de eletricidade esteja disponível para atender à demanda esperada, o que inclui o gerenciamento de transferências de eletricidade com outras autoridades de balanceamento. Estas condições operacionais são definidas a partir de padrões de confiabilidade obrigatórios emitidos pela *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) e aprovados pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), principais entidades regulatórias do setor de energia do país (EIA, 2016).

Os *Independent System Operators* (ISOs) – ou Operadores de Sistema Independentes – e as *Regional Transmission Organizations* (RTOs) – ou Organizações Regionais de Transmissão – por sua vez, administram os mercados atacadistas de eletricidade. Os RTOs controlam, monitoram e coordenam as transmissões elétricas interestaduais. Uma vez que a transferência de eletricidade entre os estados é considerada comércio interestadual, as redes elétricas abrangendo vários estados são, portanto, reguladas pela FERC. O objetivo dos RTOs é promover eficiência econômica, confiabilidade e práticas não discriminatórias. Os ISOs, por sua vez, são entidades similares aos RTOs mas com uma atuação territorial menos abrangente. Eles igualmente controlam, monitoram e coordenam a operação do sistema de transmissão de energia, porém, geralmente dentro de um único estado. (FERC, 2021).

Neste contexto, o setor elétrico norte-americano tem se defrontado com uma série de desafios decorrentes do crescimento das necessidades energéticas, do uso de energias renováveis intermitentes e do avanço da digitalização na indústria de eletricidade. O sistema, que conta com cerca de 11.925 usinas de energia elétrica em grande escala, tem observado nos últimos anos o envelhecimento da infraestrutura, o congestionamento nas linhas de transmissão e redução na confiabilidade e eficiência no fornecimento de energia (CRS, 2018).

Dessa forma, os *policymakers* norte-americanos identificaram a necessidade de realizar um *upgrade* do sistema a fim de elevar a sua produtividade e qualidade de suprimento. Além disso, a modernização através da incorporação das tecnologias *smart grids* foi constatada como fundamental para executar a transição para fontes renováveis de energia, reduzir as emissões de gases de efeito estufa, aumentar a eficiência energética do sistema e construir uma economia sustentável capaz de garantir prosperidade para as gerações atuais e futuras.

A primeira iniciativa neste âmbito se deu com a aprovação da Lei de Política Energética de 2005. A lei, proposta com o objetivo de combater os crescentes problemas de energia do país, alterou o marco legal do setor de energia ao fornecer incentivos para empresas de eletricidade incorporarem energias renováveis e recursos associados às redes inteligentes – como mecanismos de gerenciamento de consumo de energia (resposta à demanda) – em suas operações (MATHIAS & RODRIGUEZ, 2016).

No entanto, a promoção das redes inteligentes nos Estados Unidos tornou-se uma política federal com a aprovação da Lei de Independência e Segurança Energética de 2007. A legislação declara em seu Título XIII, Seção 1301 que faz parte da política dos Estados Unidos apoiar a modernização do sistema de transmissão e distribuição de eletricidade do país com o objetivo de manter uma infraestrutura de eletricidade confiável e segura que possa atender ao crescimento da demanda futura e atingir as características especificadas de uma *smart grid*, quais sejam (DOE, 2022):

- i. Aumento do uso de tecnologia digital de informações e controles para melhorar a confiabilidade, segurança e eficiência da rede elétrica;
- ii. Otimização dinâmica das operações e recursos da rede, com total segurança cibernética;
- iii. Implantação e integração de recursos energéticos distribuídos e geração renovável;
- iv. Desenvolvimento e incorporação de programas de resposta à demanda, outros recursos do lado da demanda e recursos de eficiência energética;
- v. Implantação de tecnologias inteligentes (tecnologias interativas, automatizadas e em tempo real que otimizam a operação física de aparelhos e dispositivos de consumo) para medição, comunicação sobre a operação e status da rede, e automação da distribuição;
- vi. Integração de aparelhos “inteligentes” e dispositivos de consumo;
- vii. Implantação e integração de armazenamento avançado de eletricidade e tecnologias de redução de pico, incluindo VEs a bateria e híbridos *plug-in*;
- viii. Fornecimento aos consumidores de informações oportunas e de opções de controle do consumo de eletricidade;
- ix. Desenvolvimento de padrões de comunicação e interoperabilidade de aparelhos e equipamentos conectados à rede elétrica, incluindo a infraestrutura que atende à rede;

- x. Identificação e redução de barreiras não razoáveis ou desnecessárias à adoção de tecnologias, práticas e serviços de rede inteligente;

Como resposta à crise econômica de 2008, o congresso aprovou no ano seguinte a Lei Americana de Recuperação e Reinvestimento, que previa um elevado montante de recursos para o financiamento de projetos de infraestrutura. As redes inteligentes, neste contexto, representaram um componente importante do pacote de estímulo sancionado pelo presidente Barack Obama, uma vez a sua promoção visava reduzir a dependência energética dos EUA e ajudar a indústria do país a competir com sucesso nos mercados globais de tecnologias de energias limpas (GOVINFO, 2009).

O projeto incluiu ao todo US\$ 11 bilhões para as tecnologias de redes inteligentes, para expansão e atualização do sistema de transmissão e para o aprimoramento da infraestrutura do sistema como um todo visando melhorar a eficiência e confiabilidade do fornecimento de energia. Os investimentos e ações associadas para modernizar a rede elétrica do país previam a instalação de 40 milhões de medidores inteligentes em residências americanas, bem como quase 700 subestações automatizadas e mais de 850 sensores capazes de cobrir 100% da rede elétrica (permitindo aos operadores detectar pequenos distúrbios e evitar a propagação de quedas de energia ou apagões) (NIST, 2010).

Em 2014, o Departamento de Energia dos EUA (DOE) emitiu um relatório avaliando o status da implantação das redes inteligentes no país, observando que o sistema elétrico estava passando por mudança transformadora, com desafios relacionados à incorporação de fontes renováveis de energia, REDs e aplicações voltadas para o consumidor. O documento apontou que a adoção das tecnologias de *smart grid* (ou seja, sensoriamento digital e tecnologias de controle e comunicação) estava acelerando, mas em taxas variadas dependendo em grande parte da ação das concessionárias de energia e dos órgãos reguladores no âmbito estadual e local (CRS, 2018).

Um estudo desenvolvido pela RAND Corporation (*think tank* que fornece análises para formuladores de políticas públicas nos EUA), por sua vez, indicou que os custos das redes inteligentes estavam entre as principais barreiras para sua implementação. Sublinhou-se que a estrutura de preços e taxa de retorno herdada da rede elétrica existente poderia desencorajar o investimento em tecnologias inovadoras e possivelmente mais caras. Além disso, a falta de padronização tecnológica também aumentava a incerteza para as concessionárias que estavam preocupadas em investir em bens de capital que poderiam não ser compatíveis com outros

componentes do sistema ou que se tornariam obsoletos em um curto espaço de tempo (RAND, 2015).

Estimativas do *Electric Power Research Institute* (EPRI) e da consultoria Brattle consideram que os investimentos necessários para transformar a infraestrutura do sistema elétrico norte-americano em uma *smart grid* até 2030 variam entre US\$ 476 bilhões (estimativa do EPRI) a US\$ 880 bilhões (estimativa da Brattle). No caso do cenário traçado pelo EPRI, a estimativa inclui valores preliminares de US\$ 82 bilhões a US\$ 90 bilhões para os sistemas de transmissão, de US\$ 232 bilhões a US\$ 339 bilhões para os sistemas de distribuição e de US\$ 24 bilhões a US\$ 46 bilhões para os sistemas dos consumidores (EPRI, 2011).

Tendo em vista o exposto acima, é possível observar que a provisão de recursos é um componente essencial para a execução da modernização do sistema elétrico por parte dos agentes econômicos. As *utilities* norte-americanas possuem diferentes fontes de financiamento e estão sujeitas a diferentes requisitos de supervisão e regulamentação.

As *Electric Publically-Owned Utilities* (POUs) são empresas municipais, distritais ou cooperativas, em geral com presença maior nas áreas rurais. Elas obtêm seu financiamento para o investimento em infraestrutura com a venda de títulos de obrigações gerais (um tipo comum de título municipal nos EUA que é garantido pelo compromisso de um governo estadual ou local de usar recursos legalmente disponíveis, incluindo receitas fiscais, para reembolsar os detentores de títulos) e de títulos garantidos pela receita da venda de eletricidade (MATHIAS & RODRIGUEZ, 2016). O *Rural Utilities Service* (RUS) do Departamento de Agricultura dos Estados Unidos e a *National Rural Utilities Cooperative Finance Corporation* são outras fontes importantes de financiamento para os projetos de infraestrutura das empresas cooperativas (DOE, 2015).

Já as *Investor-Owned Utilities* (IOUs) são companhias privadas que fornecem serviços de geração, transmissão e distribuição de eletricidade em quase todos os estados dos EUA. Seu financiamento é oriundo de emissões de títulos de dívida e bônus privados. Algumas IOUs operam em estados com mercados regionais competitivos para geração de energia (administrados por uma Organização de Transmissão Regional), sendo estes sujeitos à supervisão da FERC. Os projetos de transmissão interestadual geralmente exigem que as taxas de recuperação de custos, ou seja, as tarifas aplicadas aos consumidores, sejam aprovadas pela FERC. Outras IOUs são reguladas por comissões estaduais e devem obter aprovação destes

órgãos para os seus projetos de infraestrutura, já que a recuperação de custos é igualmente feita por meio de tarifas aplicadas aos clientes (CRS, 2018).

Como parte da política de modernização do setor elétrico do país, o governo norte-americano aprovou o *Policy Framework for the 21st Century Grid* que, para além de reforçar o papel da FERC no processo de modernização do sistema elétrico dos EUA, determinou que as agências reguladoras estaduais e federais devem elaborar estratégias de fortalecimento dos mercados e fornecer incentivos às *utilities* por meio da provisão de investimentos custo-efetivos que impulsionem a eficiência energética – uma vez que sob a regulamentação tradicional de taxa de retorno, é mais lucrativo para as concessionárias investir em infraestrutura (e elevar a oferta de eletricidade) do que ajudar seus clientes a tornarem-se mais eficientes em termos energéticos (MATHIAS & RODRIGUEZ, 2016). Dessa forma, os órgãos reguladores e os formuladores de políticas públicas buscaram alterar os modelos de negócios das concessionárias para, por exemplo, tornar a eficiência energética uma parte mais central das suas atribuições (DOE, 2011).

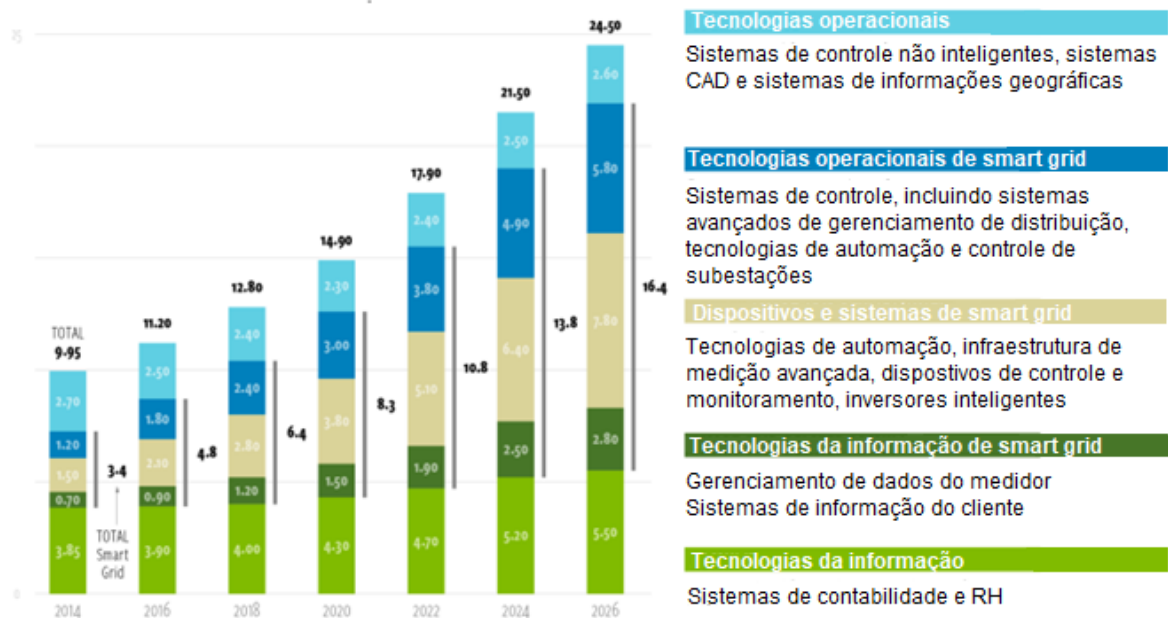
A tendência observada pelo DOE, neste sentido, é de uma adaptação cada vez maior das *utilities* a este novo cenário. Embora grande parte do investimento de capital das concessionárias de energia elétrica norte-americanas dos últimos anos tenha sido aplicado para reforma de equipamentos, substituição de equipamentos obsoletos ou expansão da infraestrutura da rede, uma parcela crescente foi e continua a ser alocada para modernização da rede ou desenvolvimento da "inteligência da rede".

Estes investimentos em redes inteligentes incluem, tipicamente, tecnologias da informação e tecnologias operacionais. As tecnologias da informação incluem sistemas de gerenciamento de informações (como folha de pagamento, faturamento e outros sistemas administrativos). Já as tecnologias operacionais incluem os dispositivos e sistemas de controle e monitoramento da geração, transmissão e distribuição de eletricidade (DOE, 2017).

Em 2020, o investimento total em tecnologias digitais realizado pelas concessionárias de energia elétrica dos EUA foi de aproximadamente US\$ 15 bilhões. O DOE prevê que o montante alcance mais de US\$ 24,5 bilhões até 2026, sendo a maior parte desses investimentos em tecnologias *smart grids* – cerca de US\$ 16,4 bilhões (DOE, 2022). O Gráfico 2 mostra o crescimento passado e projetado do investimento em tecnologias digitais ao longo de 12 anos, designando a parcela para dispositivos de redes inteligentes e sistemas relacionados de tecnologias da informação e operacional. Enquanto os investimentos não-relacionados a redes

inteligentes permanecem estáveis, os investimentos em tecnologias “puras” de redes inteligentes e sistemas relacionados de tecnologia da informação e operacional estão crescendo significativamente.

Gráfico 2: Investimento anual em tecnologias de rede (incluindo *smart grids*).



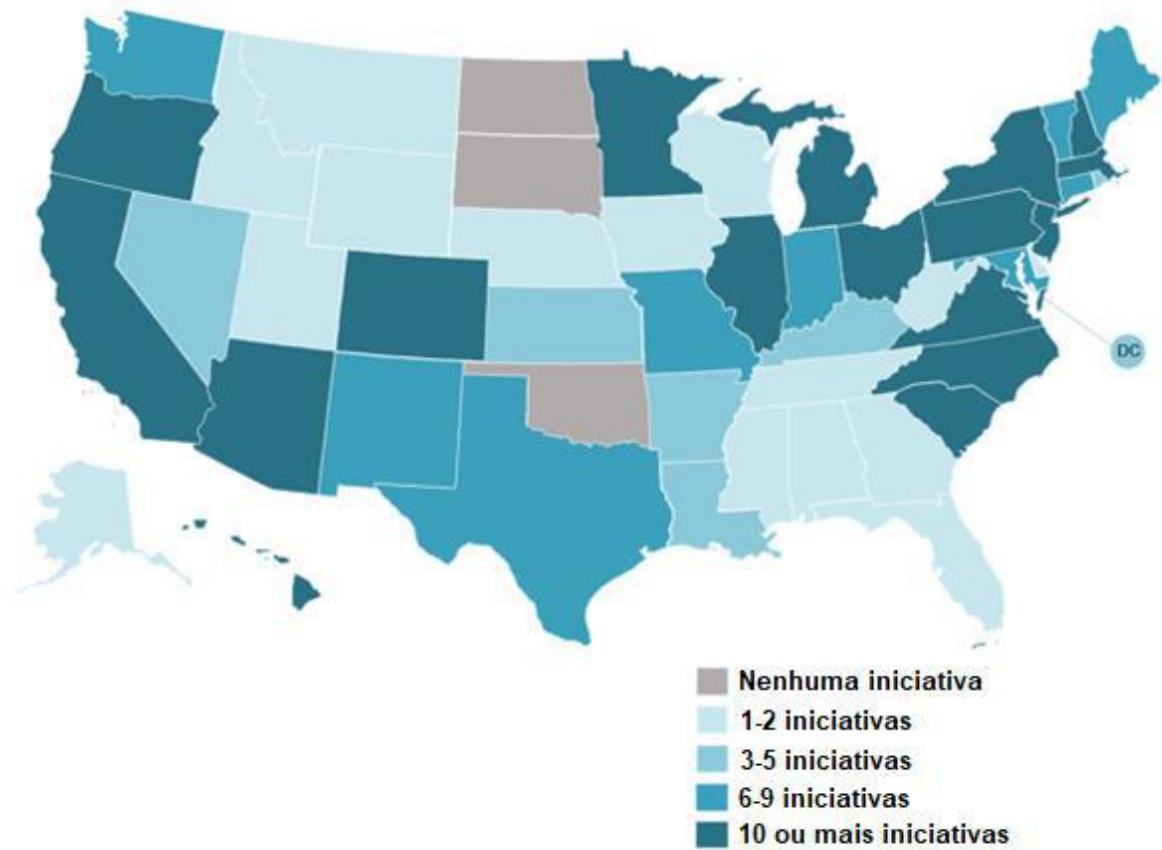
Fonte: Adaptado de DOE (2022).

As políticas regulatórias no âmbito estadual, em paralelo aos incentivos das políticas federais, também vêm influenciando o ritmo de implantação das redes inteligentes. Os estados dos EUA têm promovido cada vez mais políticas que impulsionam a adoção de energias renováveis e REDs, bem como iniciativas associadas ao planejamento integrado do sistema de distribuição da rede. Neste sentido, a integração dos REDs requer a modernização do sistema elétrico para que estes possam ser conectados à rede sem comprometer a operação do sistema e de forma a otimizar seu valor.

O Centro de Tecnologia de Energia Limpa da Carolina do Norte, que analisa o progresso da modernização da rede no país, informou que 47 estados (e o Distrito de Columbia) tomaram alguma ação relacionada à modernização da rede no primeiro trimestre de 2020. A maioria das ações estavam relacionadas à: implantação de armazenamento de energia; reformas do modelo de negócios das *utilities*; planejamento do sistema de distribuição; implantação de *smart grids*; implantação de infraestrutura de medição avançada, aplicação de tarifas variáveis no tempo e;

políticas de acesso a dados. A Figura 9 mostra o número das ações regulatórias e legislativas para a modernização da rede em cada estado.

Figura 9: Iniciativas de modernização da rede elétrica dos EUA por estado.



Fonte: Adaptado de NCCETC (2020).

Segundo EPRI (2020), em 2020, cinco estados determinaram que as suas concessionárias apresentem um Plano de Distribuição Integrado (PDI) que considerem a modernização da rede e a integração de REDs nos seus escopos. Ademais, 21 estados têm procedimentos regulatórios em andamento para eventualmente exigí-los, conforme ilustrado na Figura 10. Os PDIs elaborados também destacam o uso de Alternativas Sem Fio – normalmente uma combinação de tecnologias de rede inteligente e REDs – como um novo tipo de solução para atender a objetivos específicos da rede, adiando ou evitando um investimento em infraestrutura convencional de energia.

Figura 10: Planos de Distribuição Integrado nos EUA por estado.



Fonte: Adaptado de DOE (2022).

Ao longo dos últimos anos, 38 estados e o Distrito de Columbia elaboraram Padrões de Portfólio Renovável com o objetivo de estimular a maior adoção e integração dos métodos de geração de energias renováveis. O estado de Massachusetts, por exemplo, adotou uma variante da norma – chamada de “padrão de energia limpa de pico” – para ter níveis crescentes de recursos de geração menos intensivos em carbono operando no momento da demanda de pico, de forma a garantir o fornecimento de eletricidade nos períodos críticos e reduzir as emissões do sistema ao mesmo tempo (COMMONWEALTH OF MASSACHUSETTS, 2022).

Além disso, os estados norte-americanos têm buscado implementar novas regulamentações que contemplem economicamente a compensação energética que os REDs fornecem aos sistemas de cada localidade. No ano de 2019, por exemplo, 37 estados e o Distrito de Columbia adotaram ações focadas na compensação da geração distribuída. As iniciativas incluem: taxas variáveis no tempo que incentivam os REDs a operar de maneiras e nos horários que melhor fornecem valor ao sistema; mecanismos de compensação para armazenamento híbrido e sistemas fotovoltaicos e; tarifas especiais para microrredes (CPUC, 2020a).

Além dos projetos de taxas, algumas concessionárias também estão avaliando a capacidade dos REDs de fornecer valor ao sistema participando de programas de eficiência energética e resposta à demanda. Estes esforços estão criando novos mercados para REDs dentro dos sistemas de distribuição. Em 2019, 20 estados haviam adotado ou estavam explorando ativamente a adoção de estruturas de Tarifação Baseadas em Desempenho para incentivar as concessionárias a usar recursos além da geração tradicional para atender às necessidades de capacidade e alcançar altas taxas de confiabilidade (UTILITY DIVE, 2019).

As tecnologias e abordagens desenvolvidas nos esforços de modernização da rede mapeadas durante o primeiro trimestre de 2020 incluem (DOE, 2022):

- i. Processos regulatórios e projetos de lei em 16 estados envolvendo *smart grids*. A Comissão de Utilidades Públicas da Pensilvânia aprovou planos de quatro empresas de serviços públicos que incluem investimentos substanciais em sistema avançado de gerenciamento de distribuição, controle de supervisão e aquisição de dados e automação de distribuição;
- ii. Processos regulatórios ou projetos de lei de infraestrutura de medição avançada (AMI) em consideração em 12 estados;
- iii. Processos regulatórios e projetos de lei em tramitação em 20 estados envolvendo os sistemas de armazenamento de energia. As três principais concessionárias de energia elétrica na Califórnia apresentaram planos para aquisição de um total de 1.325 MW de capacidade em armazenamento de energia;
- iv. Processos regulatórios e projetos de lei em sete estados envolvendo a implementação de microrredes;

Além das políticas estaduais, ações recentes da FERC focaram no aumento do potencial do armazenamento de energia e dos REDs agregados para participar de mercados atacadistas de energia e serviços auxiliares, competindo assim no nível do sistema de energia de larga escala. Em 2018, a FERC emitiu a Ordem 841 e determinou que todos os ISOs/RTOs desenvolvessem um modelo de participação que permitisse que os recursos de armazenamento de energia participassem dos mercados atacadistas e fornecessem todos os serviços que fossem tecnicamente capazes de fornecer (FERC, 2018). Em 2020, a FERC emitiu a Ordem 2222, que exigiu que cada ISO/RTO desenvolva regras que permitam a participação de agregadores de REDs em mercados atacadistas (FERC, 2020).

Embora esses pedidos ofereçam oportunidades para os REDs agregarem valor ao mercado de energia, eles também apresentam desafios operacionais que exigem a implantação de tecnologias adicionais de detecção e controle. Os ISOs/RTOs geralmente não possuem visibilidade em tempo real das condições do sistema de distribuição. Portanto, é necessária uma coordenação operacional contínua entre ISOs/RTOs, concessionárias de distribuição, agregadores e proprietários individuais de REDs para garantir que a operação destas soluções distribuídas para atender a uma obrigação do mercado atacadista seja compatível com as condições do sistema de distribuição (tensão, frequência e limite térmico, por exemplo) (NARUC, 2018).

Projetos piloto, como o do *California Independent System Operator* (CAISO) e do *New York Independent System Operator* (NYISO) têm explorado a coordenação operacional e a incorporação de agregadores de REDs aos sistemas de distribuição. No entanto, à medida que aumenta o número de REDs – diretamente ou por meio de um agregador – que participam dos mercados atacadistas, os ISOs/RTOs, as concessionárias de distribuição e os proprietários ou agregadores de REDs precisarão desenvolver processos e soluções tecnológicas que possam coordenar efetivamente as interações dessas entidades em maior escala (DOE, 2022).

4.1.1 Redes inteligentes na Califórnia

Nas últimas décadas, o estado da Califórnia desempenha um papel de vanguarda na formulação de políticas de modernização da rede elétrica, eficiência energética e integração de fontes renováveis nos EUA. Os marcos deste processo, que provocou profundas mudanças no setor de eletricidade estadual, tiveram início com as medidas tomadas em resposta à crise energética de 2001.

O início da crise remete ao ano de 1996 quando foi aprovada a Lei AB 1890, inserida em um contexto de políticas que promoviam a liberalização do setor elétrico dos EUA. A Califórnia, neste sentido, liderou os esforços no âmbito dos estados para desregulamentar o setor elétrico. A lei foi aclamada como uma reforma histórica que recompensaria os consumidores com preços mais baixos, revigoraria a então decadente economia da Califórnia e forneceria um modelo para outros estados.

A legislação foi promulgada, no entanto, em um cenário no qual a capacidade de geração do estado permaneceu estagnada ao longo da década a despeito do crescimento da demanda. Com a aprovação da lei e a incapacidade do estado de atender a demanda por eletricidade, houve o crescimento do poder de mercado dos geradores atacadistas. A FERC, por sua vez, limitou os preços de energia no varejo (com o objetivo de beneficiar os consumidores com tarifas baixas) mas não no atacado, o que provocou no um desequilíbrio operacional no setor e levou as concessionárias do estado à beira da falência (EIA, 2021).

No ano de 2001, os problemas ligados ao fornecimento de energia elétrica ocorreram em 31 dias. Em nove desses dias, os clientes experimentaram apagões involuntários, totalizando mais de 42 horas de interrupções. Durante essas nove interrupções, a Califórnia experimentou um déficit médio de 600 MW na oferta de eletricidade (energia suficiente para abastecer mais de 450.000 residências). No pior dia, 18 de janeiro, o equivalente a quase um milhão de residências ficaram sem eletricidade (WEARE, 2003).

Desde então, diversas políticas foram adotadas com o objetivo de neutralizar os problemas decorrentes da liberalização do setor elétrico da Califórnia. O incentivo a implementação de mecanismos de resposta à demanda, ao aumento da eficiência energética, a incorporação de fontes renováveis de energia e dos REDs estiveram entre os principais esforços dos *stakeholders* locais, o que levou a Califórnia a se antecipar às metas nacionais de modernização da rede.

Com relação às *utilities*, a Califórnia possui 3 IOUs – Pacific Gas & Electric Company (PG&E), Southern California Edison (SCE) e San Diego Gas & Electric (SDG&E) – que detêm cerca de 75% do mercado de eletricidade do estado. Os 25% restantes são detidos por diversas POUs locais. Dentre as agências governamentais no âmbito estadual, a *California Public Utilities Commission* (CPUC) é responsável pela regulação do mercado e a *California Energy Commission* (CEC) pelo planejamento energético do estado (MATHIAS & RODRIGUEZ, 2016).

Em 2005, a CEC e a CPUC lançaram o *Energy Action Plan II* (EAP II) com o objetivo de garantir que a eletricidade do estado seja fornecida de forma acessível, adequada, tecnologicamente avançada e ambientalmente correta. Neste sentido, a eficiência energética e a resposta à demanda foram consideradas os dois pilares do plano para atender as necessidades crescentes de energia do Estado (CPUC, 2005).

Em particular, o EAP II passou a exigir que a eficiência energética fosse integrada aos planos das concessionárias e que estas promovessem o financiamento de programas de eficiência energética. Além disso, exigiu-se que os programas de resposta à demanda fossem integrados com os programas de eficiência energética e que as concessionárias promovessem um portfólio equilibrado de reduções de energia de carga básica, demanda e demanda de pico no longo prazo (CPUC, 2005).

Em relação a resposta à demanda, o plano definiu diversas ações voltadas à instalação de medição avançada em integração com programas de tarifação dinâmica. Em 2006, a Decisão 06-07-027 autorizou a PG&E a implantar um novo sistema de medição avançada em conjunto com um programa para tarifas de pico, visando otimizar o consumo dos clientes através de mecanismos de precificação dinâmica. A decisão permitiu o desembolso de US\$ 1,6 bilhões, aos quais foram somados US\$ 623 milhões na Decisão 09-03-026, que foram utilizados para instalar 5,1 milhões de novos medidores (CPUC, 2006).

Em 2007, a Decisão 07-04-043 aprovou um acordo entre a SDG&E, a Divisão de Advogados dos Contribuintes e a Rede de Ação dos Consumidores de Serviços Públicos para utilizar até US\$572 milhões do fundo dos contribuintes na implementação de um sistema de medição avançada entre 2007 e 2011. Já em 2008, através da Na Decisão 08-09-039, a CPUC aprovou a proposta da SCE que permitia o desembolso de US\$ 1,3 bilhões de fundos do contribuinte para implantar, entre 2008 e 2012, 5,3 milhões de medidores elétricos novos que facilitam a medição avançada do consumo (CPUC, 2008).

Com isso, o estado da Califórnia se firmou como um dos líderes nacionais e internacionais na implementação de sistemas de medição avançada para clientes residenciais, comerciais e industriais de pequeno porte. A elevação dos níveis de eficiência energética e resposta à demanda configuraram os principais elementos de atendimento à crescente demanda por eletricidade e controle da demanda de pico, conforme articulado pelo EAP II.

Além disso, decisões subsequentes da CPUC autorizaram o desembolso de novos recursos para implementação de medidores inteligentes. Em 2014, mais de 12 milhões de medidores inteligentes foram instalados nas áreas de operação das três grandes IOUs do estado (CPUC, 2015). E conforme mostra a Tabela 1, apenas uma pequena porcentagem de clientes optou por não instalar os novos medidores.

Tabela 1: Análise da implementação de medidores inteligentes pelas na Califórnia.

IOU	Nº de usuários que optaram por não ter um medidor inteligente	Reclamações associadas ao uso dos medidores inteligentes	Nº de medidores inteligentes instalados (em milhões)
PG&E	51.622	135	5,4
SDG&E	2.569	5	1,4
SCE	22.587	528	5

Fonte: Adaptado de CPUC (2015).

Mais recentemente, a CPUC vem trabalhando com as IOUs da Califórnia e o poder legislativo estadual em diversas frentes para dar continuidade à modernização da rede elétrica. As iniciativas resultantes são voltadas para tornar a rede elétrica na Califórnia mais inteligente, mais segura e mais capaz de acomodar a integração dos REDs, ao mesmo tempo em que reduz as emissões de carbono e melhora a confiabilidade e a resiliência do sistema.

A adoção acelerada da geração renovável intermitente pelos consumidores (principalmente sistemas solares fotovoltaicos) está produzindo novos desafios operacionais e oportunidades para a rede, e está impulsionando a necessidade atual de investimento das IOUs em tecnologias *smart grids*. Os esforços recentes de modernização da rede se baseiam na implantação de medidores inteligentes; na redução de custos através de sistemas de controle digital e tecnologias de informação comunicação e; em investimentos em eletrônica de potência e tecnologias avançadas de automação, que melhoram a confiabilidade e resiliência da rede (CPUC, 2020b).

Dentre as iniciativas regulatórias, a CPUC determinou que as concessionárias de energia do estado elaborassem Planos de Recursos de Distribuição (PRD). Os PRDs exigem que as IOUs comecem planejar e investir no sistema de distribuição de forma a permitir níveis mais altos de adoção de REDs do que os processos tradicionais de planejamento de rede permitiam anteriormente. No caso das *smart grids*, uma abordagem planejada para aumentar os investimentos é necessária tanto para aumentar a confiabilidade da rede e reduzir os riscos de segurança que podem ser causados pelo aumento dos níveis de penetração dos REDs (dos consumidores e das IOUs), quanto para fortalecer a resiliência da rede através de serviços ancilares de resposta a situações emergenciais e de recuperação de desastres (CPUC, 2020b).

Sendo assim, os PRDs se alinham com os objetivos de modernização da rede elétrica que caracterizam as redes inteligentes ao facilitar a implementação de REDs, transformar os usuários finais em agentes ativos da rede e promover a implantação de sistemas de comunicação aprimorados e níveis mais altos de automação capazes de acomodar fluxos bidirecionais de energia.

Além disso, a CPUC instituiu em 2016 o Plano de Ação dos Recursos Energéticos Distribuídos (*DER Action Plan*) como parte dos esforços para contemplar todos os aspectos da criação de uma rede elétrica moderna para o estado. O plano também teve o objetivo de apoiar as diretrizes da agência relacionadas à acessibilidade dos serviços de eletricidade, sustentabilidade ambiental, combate às mudanças climáticas. O plano foi elaborado para servir como um roteiro aos *stakeholders* a fim de facilitar o desenvolvimento proativo, coordenado e em linha com a visão de futuro das políticas de promoção dos REDs na Califórnia (CPUC, 2016).

O escopo do plano, por sua vez, possui três elementos: preços e tarifas; integração dos REDs na rede de distribuição; integração do mercado atacadista de REDs. Com relação às

tarifas, o plano prevê que sejam disponibilizadas diversas opções de tarifas aos clientes (das mais simples às mais complexas), que por sua vez poderão escolher de maneira consciente com base em dados do próprio consumo e informações disponibilizadas pelas concessionárias. Além disso, as taxas devem refletir o custo marginal variável no tempo, o que se coaduna com as características operacionais dos REDs (CPUC, 2016).

Em relação à integração dos REDs, o plano indica que as tecnologias deverão ser capazes de atender às necessidades da rede de distribuição por meio de um processo transparente e contínuo, resultando em uma maior confiabilidade da rede com custos reduzidos. As IOUs, por sua vez, deverão acelerar a adoção de REDs e implementar padrões para a comunicação de dados visando otimizar o controle operacional, o fornecimento de serviços na rede e garantir a interoperabilidade dos REDs, ao mesmo tempo em que cumprem os requisitos para garantir a segurança cibernética (CPUC, 2020b).

A respeito do mercado atacadista de REDs, o plano aponta na direção de que os REDs deverão participar da operação da rede de forma robusta, dispondo de capacidade de despacho cada vez maiores nos mercados de eletricidade no atacado. Além disso, os órgãos reguladores deverão elaborar regras e procedimentos que possam reger a participação dos REDs nos mercados atacadistas enquanto fornecem capacidade de distribuição e outros serviços às concessionárias de distribuição (CPUC, 2017).

Além disso, a CPUC e as demais autoridades da Califórnia vem desenvolvendo políticas para facilitar a implantação de diversos tipos de REDs nas redes de distribuição das principais IOUs do estado. Reconhecendo que as microrredes, por exemplo, podem apoiar as políticas da Califórnia para obter uma alta concentração de REDs e fortalecer a resiliência da rede elétrica estadual, o Legislativo aprovou a Lei SB 1339 que adicionou as Seções 8370, 8371 e 8372 ao Código de Serviços Públicos. Estes novos dispositivos destinam-se a facilitar tanto a implantação quanto a interconexão de microrredes no estado (CPUC, 2020b).

A CPUC, por sua vez, deu início a regulamentação das microrredes de acordo com a Lei SB 1339 em 2019. O memorando elaborado pela comissão organizou o processo em três etapas. Durante a Etapa 1, estabeleceu-se o desenvolvimento de planos de resiliência em áreas propensas a eventos de interrupção e incêndios florestais, com o objetivo de implementar algumas microrredes e outras estratégias de resiliência até a primavera ou verão de 2020. (CPUC, 2019a)

Durante a Etapa 2, a CPUC ficou responsável pelo desenvolvimento de padrões, protocolos, diretrizes, métodos e tarifas para apoiar e reduzir as barreiras à implantação de microrredes em todo o estado, priorizando a segurança do sistema e reduzindo os custos para os contribuintes. A Etapa 3, por fim, prevê a formação de um grupo de trabalho para codificar padrões e protocolos necessários para atender aos requisitos de microrredes das IOUs e do CAISO (CPUC, 2020b).

Outra iniciativa capitaneada pela CPUC é o desenvolvimento de recomendações a respeito da funcionalidade dos inversores inteligentes. Estes inversores convertem corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) e são essenciais para interconectar vários REDs à rede – como os sistemas solares fotovoltaicos (que produzem energia em corrente contínua).

Os inversores inteligentes fornecem recursos além daqueles de um inversor padrão frente às condições de tensão e frequência do sistema (além de outros atributos de segurança e comunicação) e são um dos elementos centrais associados à modernização das redes. O principal benefício dos inversores inteligentes está no aumento da capacidade do sistema de distribuição de incorporar um número maior de REDs. Os inversores inteligentes conseguem isso mitigando alguns dos impactos que as tecnologias intermitentes causam na rede e aprimorando a capacidade desses mesmos REDs servirem como ativos da rede. Ademais, os inversores inteligentes têm o potencial de melhorar a operação da rede por meio de sistemas de comunicação e controle avançados e através (NREL, 2017):

- i. Da capacidade de atravessar pequenas perturbações de frequência ou tensão: os inversores avançados podem direcionar um sistema de geração distribuída para permanecer online durante pequenas perturbações relativamente curtas de frequência ou tensão;
- ii. Da capacidade de injetar ou absorver eletricidade da rede: a variabilidade na saída de energia da geração distribuída pode dificultar para os operadores da rede manter os níveis de frequência e tensão dentro da faixa exigida. A capacidade dos inversores avançados de alimentar ou retirar eletricidade da rede pode ajudar a manter a estabilidade do sistema, mantendo o nível de tensão e frequência dentro dos limites especificados;
- iii. Da capacidade de estabilização após interrupções de energia: escalonar o tempo de reconexão da geração distribuída à rede após uma interrupção pode ajudar a evitar picos de energia ativa sendo alimentados na rede, limitando o risco de desencadear outro distúrbio na rede.

Neste sentido, a CPUC vem desenvolvendo, em parceria com o *Smart Inverter Working Group* (SIWG), recomendações sobre a funcionalidade dos inversores que estão sendo incorporadas à Regra 21. Tais recomendações foram organizadas em 3 etapas: a Etapa 1 descreve as funções autônomas do inversor inteligente; a Etapa 2 define os requisitos de comunicação dos inversores inteligentes e; a Etapa 3 descreve as funções avançadas dos inversores. Os requisitos da Etapa 2 e as funções avançadas da Etapa 3 representam recursos essenciais para alavancar a utilização dos REDs nas operações da rede. Uma vez operacionalizadas, essas funções aumentarão a quantidade de geração oriunda dos REDs que a rede poderá acomodar sem atualizações de infraestrutura e aumentarão a segurança e a estabilidade da rede (CPUC, 2020b).

Com relação ao armazenamento de energia, a CPUC estabeleceu as primeiras metas em 2013, em resposta a aprovação da Lei AB 2514. Naquele momento, a Comissão definiu que 1.325 MW de armazenamento de energia deveriam ser adquiridos até 2020 para estarem operacionais até 2024. A política de aquisição de armazenamento de energia da CPUC foi formulada com três objetivos principais: otimização operacional e elevação do nível de confiabilidade da rede; integração de energias renováveis e; redução das emissões de gases de efeito estufa em apoio às metas estaduais (DOE, 2020).

Já em 2016, a Lei AB 2868 exigiu que as três principais IOUs do estado propusessem programas e investimentos para acelerar a implantação de sistemas distribuídos de armazenamento de energia com capacidade total não superior a 500 MW. E em 2017, a CPUC emitiu a Decisão 17-04-039 que exigiu que as três IOUs propusessem programas e investimentos para adotar até 166,66 MW de sistemas de armazenamento de energia distribuída em seus planos de aquisição de armazenamento de energia em conformidade com a Lei AB 2514 (CAISO, 2019).

As concessionárias, por sua vez, excederam a meta de 1.325 MW e atenderam a quase todos os requisitos estabelecidos pela CPUC, como ilustra a Tabela 2. Até 2020, a CPUC havia aprovado a aquisição de mais de 1.700 MW em nova capacidade de armazenamento a ser construída no estado, dos quais 506 MW já estão operacionais (CPUC, 2020b).

Tabela 2: Implementação do armazenamento de energia pelas *utilities* da Califórnia (MW).

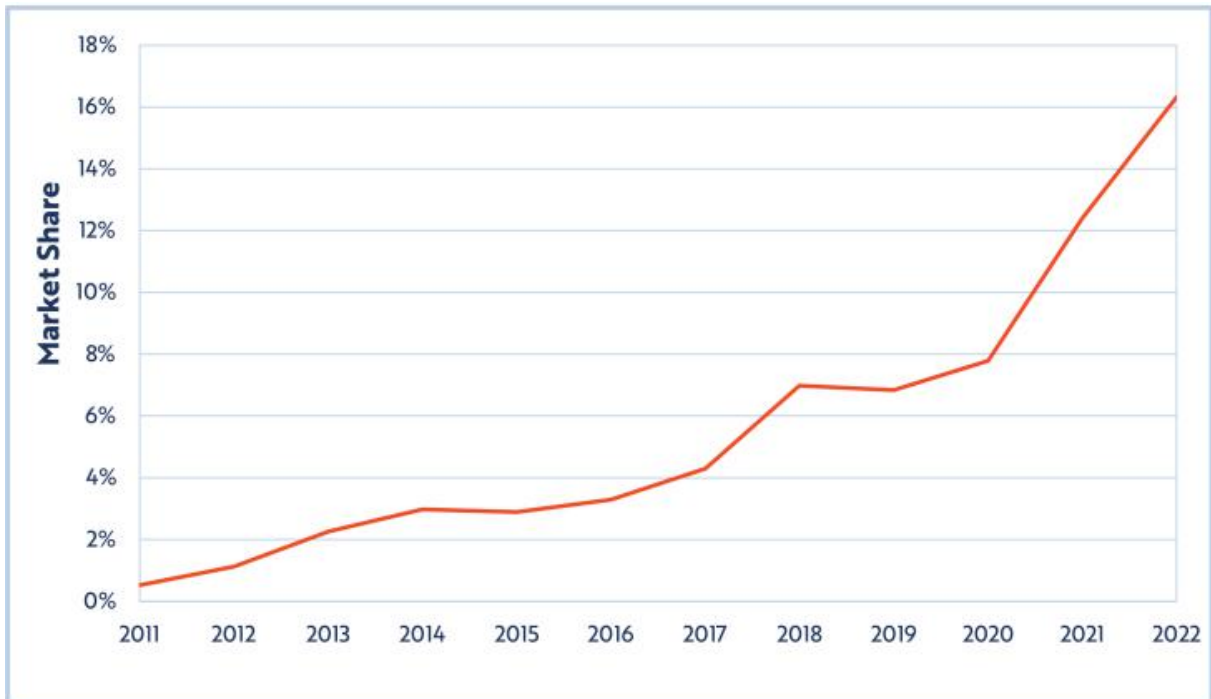
IOUs	Segmento da rede	Metas de aquisição de armazenamento (Lei AB 2514)	Aquisições de armazenamento orientadas pela legislação	Outras aquisições de armazenamento	Aquisição total de armazenamento
PG&E	Transmissão	310	135	557	692
	Distribuição	185	36	16,95	52,95
	Usuários finais	85	36	10	46
SCE	Transmissão	310	0	120	120
	Distribuição	185	27	293	320
	Usuários finais	85	100	219	319
SDG&E	Transmissão	80	0	110	110
	Distribuição	55	0	57	57
	Usuários finais	30	0	30	30
	Total	1325	334	1412,95	1746,95

Fonte: Adaptado de CPUC (2020b).

Mais recentemente, na Decisão 19-12-055, a CPUC aprovou um pedido apresentado pela SCE para implantar um sistema de armazenamento de energia de 100 MW que contribuirá para atender aos Requisitos de Capacidade Local de longo prazo da região de Moorpark. Além disso, a SCE adquiriu 95 MW em armazenamento de energia no mesmo local para atender as limitações operacionais do sistema elétrico causadas pelo desligamento parcial da instalação de gás natural Aliso Canyon (CPUC, 2019b).

Por último, a Califórnia tem desenvolvido políticas de promoção da mobilidade elétrica com o objetivo de alcançar a neutralidade de carbono até 2045. O estado determinou através do *California Air Resources Board* (CARB) que 100% dos veículos novos vendidos na Califórnia sejam veículos de emissão zero até 2035. Ademais, o estado possui um programa de subsídios que fornece até US\$ 9.500 para os cidadãos que desejam comprar um VE (a bateria ou híbrido *plug-in*). Em 2022, os VEs representaram 17,7% de todas as novas vendas de veículos no estado. Além disso, o estado já possuía mais de 1,3 milhão de VEs em circulação e mais de 79 mil pontos de carregamento (entre públicos e privados) (CARB, 2022).

Figura 11: Market share dos VEs na Califórnia (2011-2022).



Fonte: Adaptado de Green Car Congress (2022).

A CPUC, por sua vez, começou a explorar o potencial dos VEs para interagir com uma rede cada vez mais modernizada através da iniciativa regulatória *Smart Grid Proceeding* (R.08-12-009). O escopo da iniciativa abarcou quatro áreas principais: implementação da infraestrutura de recarga; definição das tarifas de recarga; integração entre os VEs e a rede elétrica e; criação de descontos e incentivos (CPUC, 2020).

Em 2018, a CPUC emitiu uma nova Ordem que Institui a Regulação com relação à mobilidade elétrica. Intitulada “Desenvolvimento de Tarifas e Infraestrutura para Eletrificação de Veículos”, a decisão orientou as concessionárias a desenvolver tarifas para recarga de VEs que sejam acessíveis e criou um grupo de trabalho para desenvolver um planejamento estratégico capaz de orientar os futuros investimentos das IOUs no âmbito da eletrificação dos transportes (CPUC, 2018).

Em 2019, a CPUC também autorizou vários novos programas de infraestrutura de carregamento, incluindo: pilotos para escolas e praias nas áreas de operação das três grandes IOUs do estado; um programa de eletrificação de serviço médio e pesado no território da SDG&E; e um programa piloto, chamado *EV Empower*, para fornecer carregadores residenciais para clientes de baixa e média renda no território da PG&E. Ademais, a CPUC aprovou um

plano para as concessionárias instalarem até 13.500 estações de carregamento em residências, edifícios comerciais e espaços públicos (CPUC, 2020).

Além disso, foi publicado em 2020 o *Transportation Electrification Framework* (TEF). O documento orienta as IOUs a desenvolver planos de médio prazo para os seus investimentos em eletrificação de transporte, abordando, entre outros tópicos: as atualizações necessárias para a rede elétrica para suportar o crescimento expressivo de VEs; o gerenciamento de recarga dos veículos e; o alinhamento com os planejamentos estratégicos definidos pelas demais entidades do estado (CEC, CARB e CAISO) (UTILITY DRIVE, 2020).

Em suma, o estímulo a implementação das redes inteligentes nos Estados Unidos, com destaque para a Califórnia, teve, inicialmente, uma participação proativa do Estado, através da Lei de Independência e Segurança Energética, da Lei Americana de Recuperação e Reinvestimento e de demais políticas que viabilizaram recursos para modernização das redes elétricas. Com o avanço da difusão das *smart grids*, as instituições do Estado têm se concentrado na estruturação, regulação e incentivo das tecnologias associadas às redes inteligentes.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As redes inteligentes constituem a principal tecnologia mobilizadora da transformação do perfil do setor elétrico em direção a sustentabilidade ambiental e maior participação dos consumidores nas redes. Ao viabilizar a operação de todo o sistema elétrico de forma coordenada e em tempo real, as redes inteligentes permitem a penetração das energias renováveis intermitentes na geração de eletricidade, a descentralização dos sistemas de geração e armazenamento de energia a partir da difusão dos recursos energéticos distribuídos e o gerenciamento de consumo final de energia, elevando a eficiência total do setor elétrico.

Nos Estados Unidos, diversas políticas e diretrizes foram estabelecidas com o objetivo de acelerar a promoção das redes inteligentes ao longo dos últimos anos. Cada vez mais, os *policymakers* norte-americanos buscam impulsionar a otimização da operação do sistema, a implantação de dispositivos inteligentes ao longo da rede, a incorporação da geração renovável e a integração de sistemas de armazenamento de energia.

Ademais, a implementação das *smart grids* está associada a necessidade dos Estados Unidos de aprimorar os seus sistemas elétricos. O desgaste da infraestrutura tradicional tem resultado em uma queda de produtividade nos processos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Dessa forma, a modernização das redes é fundamental para assegurar a qualidade no fornecimento de eletricidade.

Dessa forma, desde 2007, com a aprovação da Lei de Independência e Segurança Energética, o governo dos EUA vem promovendo a modernização do setor elétrico do país através da implementação de redes inteligentes. As primeiras diretrizes estabeleciam a necessidade de identificar as barreiras governamentais que impediam a implantação dos novos sistemas e a criação de incentivos para as concessionárias integrarem novas tecnologias em seus sistemas de transmissão e distribuição para torná-los mais eficientes.

A Lei Americana de Recuperação e Reinvestimento de 2009, por sua vez, viabilizou o financiamento de projetos de *smart grids* através de recursos federais e representou a primeira iniciativa em larga escala de disseminação de tecnologias inteligentes nos Estados Unidos, abrangendo desde dispositivos e componentes de automação de distribuição até sistemas avançados de computação e controle. Estas tecnologias permitiu as concessionárias aprimorar as suas operações, efetivar novos investimentos e estabelecer novos objetivos, conforme necessário, para melhorar a confiabilidade da rede e apoiar a integração e utilização de REDs.

Nos anos seguintes, os estados ganharam protagonismo na promoção das redes inteligentes e as políticas aplicadas tinham um caráter normativo. Os estados passaram a desenvolver planos estratégicos para obter uma estratégia coordenada para implantação de tecnologias de *smart grids* nos domínios de transmissão, distribuição e uso final dos consumidores. Neste sentido, os Planos de Distribuição Integrado e os Padrões de Portfólio Renovável surgem como principais mecanismos de planejamento energético visando impulsionar a modernização da rede elétrica e habilitar a integração dos REDs.

A Califórnia, especificamente, se destaca como uma das experiências de maior sucesso no desenvolvimento das *smart grids*. Desde a crise energética de 2001, o estado passou a oferecer incentivos regulatórios às concessionárias de energias para realizar investimentos na modernização da rede, disseminar dispositivos inteligentes entre os consumidores e elevar o nível de gestão de consumo energético no estado. Com isso, o estado conseguiu potencializar o processo de upgrade do sistema elétrico e efetivou uma infraestrutura de medição avançada que perdura até os dias de hoje.

Mais recentemente, as agências governamentais da Califórnia identificaram os REDs que compõem as redes inteligentes como um dos elementos-chave necessários para transformação do setor elétrico estadual, especialmente no que tange à segurança energética e redução das emissões. Dessa forma, as instituições da Califórnia têm buscado formar uma sinergia com as IOUs para modernizar a rede elétrica através de PRDs. Ademais, os órgãos estaduais tem buscado construir um arcabouço regulatório para operação dos REDs que seja capaz de viabilizar projetos piloto de larga escala e impulsionar os investimentos privados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANTUNES, C. A. Distribuição inteligente. *In*: CASTRO, N. (org.). **Visão 2030. Cenários, tendências e novos paradigmas do setor elétrico**. 1. ed. Rio de Janeiro: Babilônia Cultura Editorial, p. 185-213, 2015.

AQUINO, T. *et al.* Battery Energy Storage Technology Assessment. **Platte River Power Authority**. v. 27, 2017. Disponível em: <https://www.prpa.org/wpcontent/uploads/2017/10/HDR-Battery-Energy-Storage-Assessment.pdf>. Acesso em: 20. ago. 2021.

BP – BRITISH PETROLEUM. **Statistical Review of World Energy**. 2021. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>

BUTT, O. M.; ZULQARNIAN, M.; BUTT, T. M. Recent advancement in smart grid technology: Future prospects in the electrical power network. **Ain Shams Engineering Journal**. 2020. Disponível em: doi: 10.1016/j.asej.2020.05.004

CAISO – California Independent System Operator. **Energy Storage: Perspectives from California and Europe**. 2019. Disponível em: <https://www.aiso.com/Documents/EnergyStorage-PerspectivesFromCalifornia-Europe.pdf>

CARB – California Air Resources Board. **California moves to accelerate to 100% new zero-emission vehicle sales by 2035**. 2022. Disponível em: <https://ww2.arb.ca.gov/news/california-moves-accelerate-100-new-zero-emission-vehicle-sales-2035>

CASSIOLATO, J. E.; LASTRES, H. M. Sistemas de Inovação e Desenvolvimento: as implicações de política. **São Paulo em Perspectiva**, v. 19, n. 1, p. 34-45, 2005.

CASSIOLATO, J. E. *et al.* Sistemas de inovação como referencial conceitual para a análise do programa de P&D da ANEEL. *In*: CASTRO, N. *et al.* (orgs.). **Programa de P&D da ANEEL: Avaliação & Perspectivas**. Rio de Janeiro: Publit, 2020. p. 31-57.

CASTRO, N.; LA ROVERE, R. **Inovações Tecnológicas no Setor Elétrico Brasileiro**. 2018. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2022/06/12_castro_2021_02_08.pdf

CASTRO, N. **Transição Energética**. 2019. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/26_castro196.pdf.

CASTRO, N. *et al.* Desenvolvimento de Redes Inteligentes no Brasil: abordagem a partir da Perspectiva Multinível. In: CASTRO, N.; DANTAS, G. (orgs.). **Políticas Públicas para Redes Inteligentes**, 1. ed. Rio de Janeiro: Publit, 2016. p.159-194.

CASTRO, N. *et al.* **A Transição Energética na lógica da Descarbonização: do carvão para o gás natural.** 2019. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/castro226.pdf>

CASTRO, N. *et al.* **Implementação da tecnologia Vehicle-to-grid (V2G) em aplicações de frotas comerciais: avaliação de desafios econômicos, operacionais e regulatórios.** 2022. Disponível em: <https://www.proceedings.blucher.com.br/article-details/implementao-da-tecnologia-vehicle-to-grid-v2g-em-aplicacoes-de-frotas-comerciais-avaliao-de-desafios-economicos-operacionais-e-regulatrios-37273>

CASTRO, N.; MASSENO, L.; MOSCON, L. **Novo Paradigma da Indústria Automobilística: dos veículos a combustão à mobilidade elétrica.** 2020. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/57_castro240.pdf.

CASTRO, N.; BRANDÃO, R.; SIFFERT, N. **Brasil: Oportunidades no cenário de transição-crise energética internacional.** 2022. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2022/09/Castro_2022_09_26.pdf

COIMBRA, M.; JÚNIOR, W.; CHANTRE, C. **O Estado da Arte da Resposta da Demanda no Brasil.** GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico. 2021. Disponível em: https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/42_Artigo%20TEX%20-%20O%20Estado%20da%20Arte%20da%20Resposta%20da%20Demanda%20no%20Brasil.pdf

COMMONWEALTH OF MASSACHUSETTS. **Clean Peak Energy Standard History of Program Development.** 2022. Disponível em: <https://www.mass.gov/info-details/clean-peak-energy-standard-history-of-program-development>

CPUC – California Public Utilities Commission. **Rulemaking 19-09-009.** 2020a. Disponível em: <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M339/K938/339938260.pdf>

CPUC – California Public Utilities Commission. **California Smart Grid Annual Report 2019.** 2020b. Disponível em: <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/office-of-governmental-affairs-division/reports/2019/2019-smart-grid-annual-report.pdf>

CPUC – California Public Utilities Commission. **Rulemaking 19-09-009**. 2019a. Disponible em: <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M314/K274/314274617.PDF>

CPUC – California Public Utilities Commission. **Decision 19-12-055**. 2019b. Disponible em: <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M323/K464/323464733.pdf>

CPUC – California Public Utilities Commission. **Order instituting rulemaking to continue the development of rates and infrastructure for vehicle electrification and closing rulemaking 13-11-007**. 2018. Disponible em: <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M252/K025/252025566.PDF>

CPUC – California Public Utilities Commission. **California’s Distributed Energy Resources Action Plan: Aligning Vision and Action Update**. 2017. Disponible em: https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/Files/uploadedFiles/CPUC_Public_Website/Content/About_Us/Organization/Commissioners/MichaelJPicker/DER%20Action%20Plan%205317%20CLEAN.pdf

CPUC – California Public Utilities Commission. **California’s Distributed Energy Resources Action Plan: Aligning Vision and Action**. 2016. Disponible em: <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/files/uploadedfiles/cpucwebsite/content/utilitiesindustries/energy/der/2016-der-action-plan.pdf>

CPUC – California Public Utilities Commission. **Annual Report to the Governor and the Legislature: California Smart Grid per Senate Bill 17 (Padilla, 2009)**. 2015. Disponible em: <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/files/legacyfiles/s/3288-smartgridannualreport2014final011215.pdf>

CPUC – California Public Utilities Commission. **Decision 08-09-039**. 2008. Disponible em: https://docs.cpuc.ca.gov/PUBLISHED/FINAL_DECISION/91154.htm

CPUC – California Public Utilities Commission. **Energy Action Plan II: Implementation Roadmap for Energy Policies**. 2005. Disponible em: <https://docs.cpuc.ca.gov/published/REPORT/51604.htm>

CPUC – California Public Utilities Commission. **Decision 06-07-027**. 2006. Disponible em: https://docs.cpuc.ca.gov/PUBLISHED/FINAL_DECISION/58362.htm

CRS – Congressional Research Service. **The Smart Grid: Status and Outlook**. 2018. Disponível em: <https://sgp.fas.org/crs/misc/R45156.pdf>

DANTAS, G.; BRANDÃO, R.; ROSENTAL, R. **A energia na cidade do futuro: Uma abordagem didática sobre o setor elétrico**. Rio de Janeiro: Babilônia Cultura Editorial, 2015.

DILEEP, G. A Survey on Smart Grid Technologies and Applications. **Renewable Energy**, v. 146, 2020. Disponível em: doi:10.1016/j.renene.2019.08.092

DOE – Department of Energy. **2020 Smart Grid Report**. 2022. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-05/2020%20Smart%20Grid%20System%20Report_0.pdf

DOE – Department of Energy. **Energy Storage Grand Challenge: Energy Storage Market Report**. 2020. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/12/f81/Energy%20Storage%20Market%20Report%202020_0.pdf

DOE – Department of Energy. **United States Electricity Industry Primer**. 2015. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/12/f28/united-states-electricity-industry-primer.pdf>

DOE – Department of Energy. **A Policy Framework for the 21st Century Grid: Enabling Our Secure Energy Future**. 2011. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/default/files/oeprod/DocumentsandMedia/nstc-smart-grid-june2011.pdf>

DOE – Department of Energy. **Smart Grid System Report**. 2009. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2009%20Smart%20Grid%20System%20Report.pdf>

DOE – Department of Energy. **Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them**. A report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005. 2006. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/default/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf

EAC – The Electricity Advisory Committee. **Smart Grid: Enabler of the New Energy Economy**. 2008. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/final-smart-grid-report.pdf>

EIA – Energy Information Administration. **Subsequent Events California's Energy Crisis. 2021.** Disponível em:

https://www.eia.gov/electricity/policies/legislation/california/subsequentevents.html#N_7_

EIA – Energy Information Administration. **U.S. electric system is made up of interconnections and balancing authorities.** 2016. Disponível em:

<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27152>

EPBR. **A transição energética no Brasil: uma visão em 5 Ds.** 2022. Disponível em:

<https://epbr.com.br/a-transicao-energetica-no-brasil-uma-visao-em-5d/>.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético. **No EPE-DEE-NT-022/2019-r0.** 2019a. Disponível em:

https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT_EPE_DEE-NT-022_2019-r0.pdf

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Sistemas de Armazenamento em Baterias - Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento. **No EPE-DEE-NT-098/2019-r0.** 2019b. Disponível em:

https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf

EPRI – Electric Power Research Institute. **Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid. 2011.** Disponível em: <https://www.epri.com/research/products/1022519>

FERC – Federal Energy Regulatory Commission. **Electric Power Markets.** 2021. Disponível em: <https://www.ferc.gov/electric-power-markets>

FERC – Federal Energy Regulatory Commission. **Order No. 2222.** 2020. Disponível em: https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-09/E-1_0.pdf

FERC – Federal Energy Regulatory Commission. **Order No. 841.** 2018. Disponível em: <https://ferc.gov/sites/default/files/2020-06/Order-841.pdf>

FRANSMAN, M. **The New ICT Ecosystem: Implications for Policy and Regulation.** Cambridge: Cambridge University Press, 2010.

GOUVÊA, A. R. **Uma visão estratégica do setor de distribuição de energia frente aos desafios da expansão dos recursos energéticos distribuídos no Brasil.** Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 97. 2019.

GOVINFO – U.S. Government Information. **Public Law 111 - 5 - American Recovery and Reinvestment Act of 2009.** 2009. Disponível em: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/BILLS-111hr1enr/pdf/BILLS-111hr1enr.pdf>

GREEN CAR CONGRESS. **Veloz: California EV market continues strong growth; Q1 strongest quarter to date; 16.32% market share.** 2022. Disponível em: <https://www.greencarcongress.com/2022/05/20220502-veloz.html>

LAMIN, H. **Análise de Impacto Regulatório da Implantação de Redes Inteligentes no Brasil.** Tese (Doutorado em Engenharia de Elétrica) Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília. Brasília, p. 300. 2013.

IEA – International Energy Agency. **Technology Roadmap - Smart Grids.** 2011. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/fe14d871-ebcb-47d3-8582-b3a6be3662ba/smartgrids_roadmap.pdf

IEA – International Energy Agency. **Smart Grids.** 2021.

IEA – International Energy Agency. **V2X Roadmap.** 2019. Disponível em: https://ieahev.org/wp-content/uploads/2021/08/Task28_additional.pdf

IEA – International Energy Agency. **Global EV Outlook 2022.** 2022a. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ad8fb04c-4f75-42fc-973a-6e54c8a4449a/GlobalElectricVehicleOutlook2022.pdf>

IEA – International Energy Agency. **World Energy Outlook 2022.** 2022b. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030.** 2017. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Innovation Landscape Brief: Behind-the-meter batteries.** 2019. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_BTM_Batteries_2019.pdf

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability.** 2020. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_storage_valuation_2020.pdf

IRENA – International Renewable Energy Agency. **World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway.** 2022. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2022/mar/world-energy-transitions-outlook-2022>

LEITE, A. L. S.; OLIVEIRA, M. T. Políticas Públicas de Incentivos a Smart Grid. *In*: CASTRO, N.; DANTAS, G. (orgs.). **Políticas Públicas para Redes Inteligentes**, 1. ed. Rio de Janeiro: Publit, 2016. p. 217-234.

MACROTRENDS. **Crude Oil Prices - 70 Year Historical Chart**. 2022. Disponível em: <https://www.macrotrends.net/1369/crude-oil-price-history-chart>

MATHIAS, J. F. C. M.; RODRIGUEZ, E. C. S. O Desenvolvimento e a Implantação de Smart Grids na Califórnia: Uma Reflexão Histórico-Analítica. *In*: CASTRO, N.; DANTAS, G. (orgs.). **Políticas Públicas para Redes Inteligentes**, 1. ed. Rio de Janeiro: Publit, 2016. p. 257-300.

MAZZUCATO, M. **O Estado Empreendedor**. Londres: Demos, 2011.

MIKALOUSKAS, I. Economic, Social and Environmental Benefits of Smart Grids. **European Journal of Interdisciplinary Studies**, v. 7, Issue 2, 2015.

NARUC – National Association of Regulatory Utility Commissioners. **More Than Smart. Coordination of Transmission and Distribution Operations in a High Distributed Energy Resource Electric Grid**. 2018. Disponível em: <https://pubs.naruc.org/pub/67F0F5A8-F49D-9E86-FD4D-EDDE825B007E>

NCCETC – North Carolina Energy Technology Center. **The 50 States of Grid Modernization: U.S. Sees Busiest Quarter Yet For State and Utility Grid Modernization Activity**. 2020. Disponível em: <https://nccleantech.ncsu.edu/2020/04/30/the-50-states-of-grid-modernization-u-s-sees-busiest-quarter-yet-for-state-and-utility-grid-modernization-activity/#:~:text=A%20total%20of%2044%20grid,over%20this%20time%20last%20year.>

NETL – National Energy Technology Laboratory. **Understanding the Benefits of the Smart Grid**. 2010. Disponível em: https://netl.doe.gov/sites/default/files/Smartgrid/06-18-2010_Understanding-Smart-Grid-Benefits.pdf

NIST – National Institute of Standards and Technology. **NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0**. 2010. Disponível em: https://www.nist.gov/system/files/documents/public_affairs/releases/smartgrid_interoperability_final.pdf

NREL – National Renewable Energy Laboratory. **Smart Grid, Smart Inverters for a Smart Energy Future**. 2017. Disponível em: <https://www.nrel.gov/state-local-tribal/blog/posts/smart-grid-smart-inverters-for-a-smart-energy-future.html>

OCDE - Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico. **Manual de Oslo:** Proposta de diretrizes para a coleta e interpretação de dados sobre inovação tecnológica. Rio de Janeiro: FINEP, 2006.

PELEGRINI, M.; VALE, Z. **Redes Elétricas Inteligentes: Diálogo Setorial Brasil-União Europeia.** Brasília: Ministério da Ciência & Tecnologia, 2014.

PEREIRA, G. I.; SILVA, P. P. Nexos entre redes inteligentes e geração distribuída. *In:* CASTRO, N.; DANTAS, G. (orgs.). **Geração Distribuída: Experiências Internacionais e Análises Comparadas**, 1. ed. Rio de Janeiro: Publit, 2018. p. 15-40.

PINTO JÚNIOR, H. Q. *et al.* **Economia da energia:** fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

RAMOS, D. Redes inteligentes: Tendências operativas e comerciais em longo prazo. *In:* CASTRO, N. (org.). **Visão 2030. Cenários, tendências e novos paradigmas do setor elétrico.** 1. ed. Rio de Janeiro: Babilônia Cultura Editorial, 2015. p. 215-229.

RAND Corporation. **The Adoption of New Smart-Grid Technologies:** Incentives, Outcomes, and Opportunities. 2015. Disponível em: https://www.rand.org/pubs/research_reports/RR717.html

RESENDE, J.; AQUINO, T. Novos Modelos de Negócios com Difusão de Geração Distribuída. *In:* CASTRO, N.; DANTAS, G. (orgs.). **Geração Distribuída: Experiências Internacionais e Análises Comparadas**, 1. ed. Rio de Janeiro: Publit, 2018. p. 133-178.

RIVERA, R.; ESPOSITO, A. S.; TEIXEIRA, I. Redes elétricas inteligentes (smart grid): oportunidade para adensamento produtivo e tecnológico local. **Revista do BNDES**, n. 40, p. 43-83, 2013.

ROGERS, E. **Diffusion of Innovations**, Nova York: Free Press, 1983.

SCHILLING, M. **Strategic Management of Technological Innovation.** Nova York: McGraw-Hill Education, 2019.

SCHETTINO, S. **Cenários do uso das Redes Elétricas Inteligentes (smart grid):** Tendências de sua difusão no Brasil. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Programa de Pós - Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal da Paraíba. Paraíba, p. 159. 2013.

SCHUMPETER, J. **The Theory of Economic Development.** Cambridge: Harvard University Press, 1911.

SCHUMPETER, J. **Business Cycles: A Theoretical, Historical, and Statistical Analysis of the Capitalist Process.** Nova York: McGraw-Hill, 1939.

SCHUMPETER, J. **Capitalism, Socialism, and Democracy.** Nova York: HarperCollins. 1942.

SILVA, P. P.; LEITE, A. L. S. Evolução dos mercados de energia elétrica. *In*: CASTRO, N. (org.). **Visão 2030. Cenários, tendências e novos paradigmas do setor elétrico**. 1. ed. Rio de Janeiro: Babilônia Cultura Editorial, 2015.

SZAPIRO, M.; MATOS, M. G. P.; CASSIOLATO, J. E. Sistemas de inovação e desenvolvimento. *In*: RAPINI, M. S. *et al.* (orgs.). **Economia da ciência, tecnologia e inovação: fundamentos teóricos e a economia global**. Belo Horizonte: FACE/Cedeplar/UFMG, 2021.

UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change. **Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change**. 1997. Disponível em: <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/docs/cop3/107a01.pdf>

UTILITY DIVE. **Performance-based regulation: Seeking the new utility business model**. 2019. Disponível em: <https://www.utilitydive.com/news/performance-based-regulation-seeking-the-new-utility-business-model/557934/>

WEARE, C. **The California Electricity Crisis: Causes and Policy Options**. California: Public Policy Institute of California, 2003.

WEF – World Economic Forum. **A Vision for a Sustainable Battery Value Chain in 2030: Unlocking the Full Potential to Power Sustainable Development and Climate Change Mitigation**. 2019. Disponível em: http://www3.weforum.org/docs/WEF_A_Vision_for_a_Sustainable_Battery_Value_Chain_in_2030_Report.pdf.