



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM POLÍTICAS PÚBLICAS, ESTRATÉGIAS E
DESENVOLVIMENTO

CAROLINE CHANTRE RAMOS

**A DIFUSÃO DA TECNOLOGIA DE ARMAZENAMENTO DE
ENERGIA NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: UMA
ANÁLISE SOB A PERSPECTIVA MULTINÍVEL**

RIO DE JANEIRO

2021

CAROLINE CHANTRE RAMOS

**A DIFUSÃO DA TECNOLOGIA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO
CONTEXTO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: UMA ANÁLISE SOB A
PERSPECTIVA MULTINÍVEL**

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

Orientador: Prof. Dr. Nivalde José de Castro
Co-orientadora: Prof^a Dr^a. Thereza Cristina Nogueira Aquino

RIO DE JANEIRO

2021

FICHA CATALOGRÁFICA

R175

Ramos, Caroline Chantre.

A difusão da tecnologia de armazenamento de energia no contexto da transição energética: uma análise sob a perspectiva multinível / Caroline Chantre Ramos. – 2021.

127 f.; 31 cm.

Orientador: Nivalde José de Castro.

Coorientadora: Thereza Cristina Nogueira Aquino.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, 2021.

Bibliografia: f. 120 – 127.

1. Armazenamento de energia. 2. Perspectiva multinível. 3. Transição energética. I. Castro, Nivalde José de, orient. II. Aquino, Thereza Cristina Nogueira, coorient. III. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. IV. Título.

CDD 621.31

CAROLINE CHANTRE RAMOS

**A DIFUSÃO DA TECNOLOGIA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO
CONTEXTO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: UMA ANÁLISE SOB A
PERSPECTIVA MULTINÍVEL**

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

Aprovada em 03 de dezembro de 2021 por:

Prof. Dr. Nivalde José de Castro, IE/UFRJ (Orientador)

Prof^ª Dr^ª. Thereza Cristina Nogueira Aquino, POLI/UFRJ (Co-orientadora)

Prof. Dr. Vitor Manuel da Silva Santos, ISEG/ULISBOA (Membro Externo Titular)

Prof. Dr^ª Renata Lebre La Rovere, IE/UFRJ (Membro Interno Titular)

Prof. Dr. André Luis da Silva Leite, UFSC (Membro Externo Suplente)

Prof. Dr. Marcelo Gerson Pessoa de Matos, IE/UFRJ (Membro Interno Suplente)

RIO DE JANEIRO

2021

AGRADECIMENTOS

A jornada acadêmica e o processo de escrita de uma dissertação de mestrado são fundamentalmente solitários. As infindáveis horas despendidas na pesquisa, desde o processo de seleção até a defesa, seriam ainda mais longas sem o apoio e o conforto de inúmeras pessoas que cruzaram o meu caminho ao longo deste percurso. Dedico este espaço para agradecer a algumas destas figuras, ainda que corra o risco de esquecer-me de outras.

Primeiramente, aos meus pais, por fornecerem apoio incondicional aos meus objetivos e por priorizarem minha educação. À minha irmã, Gabrielle, por ser meu colo amigo e grande impulsionadora. Ao meu esposo, Andrey, por ser tão carinhoso, encorajador e amável. Sem vocês, nada faria sentido.

Ao meu orientador, Nivalde de Castro, por ter me incentivado a dedicar-me integralmente à pesquisa. Esta dissertação não seria possível sem seu apoio. Agradeço pela confiança depositada em mim, desde o início desta jornada, e pelas infinitas palavras encorajadoras e oportunidades de melhoria.

À minha co-orientadora, Thereza Aquino, por ter sido uma fonte inesgotável de inspiração, acalento e paz, em meio a um processo tão desafiador – mas também recompensador. A cada encontro de orientação, encontrava fôlego para continuar minha pesquisa. Agradeço por cada comentário, sugestão e crítica. Você me fez ser uma pesquisadora melhor.

Esta dissertação não seria possível sem toda a equipe do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL), o qual me orgulho de fazer parte. À Linda, por sua simpatia e acolhimento desde o primeiro dia. Aos pesquisadores do grupo: muito obrigada pelas trocas, conversas, pesquisas e parceria. Aprendo todos os dias com cada um de vocês.

Dedico um espaço especial de agradecimento a todos que passaram pela equipe do projeto Tecnologias Exponenciais, que me ensinaram muito sobre o setor elétrico, a pesquisa e a convivência. À equipe de hidrogênio e seus gestores, Ana Carolina Católico e Maurício Moskowickz, por serem pesquisadores admiráveis e grandes incentivadores do crescimento da equipe. Obrigada por todas as experiências. É um prazer aprender diariamente com vocês.

À Lorrane Câmara e Rubens Rosental, meus grandes exemplos de pesquisadores. Agradeço por todos os conselhos, orientações, puxões de orelha e, sobretudo, por serem meus mentores e amigos ao longo da minha jornada no GESEL. Vocês me ensinam todos os dias sobre pesquisa, liderança e resiliência. Muito obrigada, por tudo.

Ao Programa de P&D da ANEEL e à EDP e CELESC por, através do Projeto “Desafios da Regulação na Era das Tecnologias Exponenciais”, garantirem a provisão dos recursos financeiros, tão necessários para a realização da pesquisa.

Ao Rogério Aranha, Heber Goulart Pinto, Leonardo Tavares e toda a equipe do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), onde tive o prazer de iniciar minha jornada profissional. Obrigada por todo o apoio, aprendizado e, sobretudo, por me apresentarem ao setor elétrico.

A todos os docentes, discentes e técnicos-administrativos do Instituto de Economia, que fizeram parte da minha rotina nos últimos dois anos. À turma de mestrado do PPEd de 2019, por dividirem ativamente seus aprendizados e pesquisas, dentro e fora das salas de aula. E, por fim, aos professores que me acompanharam ao longo do meu processo de formação e que me fizeram acreditar no poder da educação.

RESUMO

Esta dissertação tem como objetivo analisar a trajetória do armazenamento de energia enquanto inovação de nicho em direção ao regime sociotécnico, e seus impactos sobre o mesmo. Para tal, foram analisados os casos da Califórnia e South Australia, estados com ampla discussão político-regulatória em termos da transição energética e do papel do armazenamento de energia neste contexto de transformação. Assim, com base nas premissas identificadas na literatura de que a transição energética é um processo sociotécnico e de que o armazenamento de energia é uma tecnologia a nível de nicho, mas em transição para o regime, a dissertação busca responder, ancorada no arcabouço da perspectiva multinível, a seguinte questão: como as políticas públicas têm promovido o desenvolvimento do nicho de tecnologias de armazenamento de energia em direção ao regime sociotécnico vigente? Para além disso, qual trajetória essa evolução de nicho para regime assume? Nesse sentido, partiu-se da hipótese de que, no longo prazo, a difusão do armazenamento de energia sob a ótica multinível tende a assumir uma trajetória de reconfiguração. A pesquisa dividiu-se em etapas: definição do contexto, problema de pesquisa e hipóteses; revisão da literatura; análise do armazenamento sob a perspectiva multinível; estudo de caso múltiplo; e discussão sobre a trajetória de difusão do armazenamento de energia. Os resultados apontam que, em regiões com metas de descarbonização ambiciosas e arcabouço institucional estruturado em torno da transição energética, o desenvolvimento de políticas públicas de incentivo à geração renovável e distribuída tende a convergir em direção à integração do armazenamento, considerado um elemento central para o atingimento destas metas. Assim, as políticas públicas são o principal motor para a difusão do armazenamento de energia, ainda que o engajamento do setor privado e a mobilização de consumidores em direção a um papel mais ativo sejam também fatores relevantes. Não obstante, a análise dos casos confirma a hipótese de convergência, no longo prazo, em direção a uma trajetória de reconfiguração, em que as inovações em torno da transição energética contribuem para a difusão do armazenamento de energia – em um processo de acumulação de nichos ou, ainda, de inovações sequenciais.

Palavras-chave: armazenamento de energia; perspectiva multinível; transição energética.

ABSTRACT

This dissertation aims to analyze the trajectory of energy storage as a niche innovation towards the socio-technical regime, and its impacts on the latter. To this end, the cases of California and South Australia were analyzed, states with extensive policy-regulatory discussion in terms of the energy transition and the role of energy storage in this transformation context. Thus, based on the assumptions identified in the literature that the energy transition is a socio-technical process and that energy storage is a niche-level technology, but in transition to the regime, the dissertation seeks to answer, based on the framework of the multilevel perspective, the following question: how have public policies promoted the development of the niche of energy storage technologies towards the prevailing socio-technical regime? Furthermore, what is the trajectory of this evolution from niche to regime? In this sense, we began with the hypothesis that, in the long run, the diffusion of energy storage from a multilevel perspective tends to assume a reconfiguration trajectory. The research was divided into stages: definition of context, research problem and hypotheses; literature review; analysis of storage from a multilevel perspective; multiple case study; and discussion about the diffusion trajectory of energy storage. The results point out that, in regions with ambitious decarbonization goals and institutional framework structured around energy transition, the development of public policies to encourage renewable and distributed generation tends to converge toward the integration of storage, considered a central element for achieving these goals. Thus, public policies are the main driver for the diffusion of energy storage, although the engagement of the private sector and the mobilization of consumers toward a more active role are also relevant factors. Nevertheless, the case analysis confirms the hypothesis of convergence in the long run towards a reconfiguration trajectory, where innovations around the energy transition contribute to the diffusion of energy storage – in a process of niche accumulation or even sequential innovations.

Keywords: energy storage; multilevel perspective; energy transition.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Evolução da adição anual de capacidade em SAE (em GW), 2013-2019	58
Gráfico 2. Capacidade instalada de geração elétrica por fonte (em MW), 2001-2020	77
Gráfico 3. Capacidade adicionada anual de armazenamento em MWh (SGIP), 2009-2021 ...	91
Gráfico 4. Geração de eletricidade por fonte (em GWh), 2015-2020	97
Gráfico 5. Custos ambientais repassados às tarifas de consumidores residenciais por estado da Austrália, 2017-2018 (em \$ por consumidor)	110

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa esquemático da literatura	21
Figura 2. Perspectiva Multinível de transições.....	37
Figura 3. Os regimes sociotécnicos no sistema elétrico, com regulações e características distintas.....	44
Figura 4. Componentes de um sistema sociotécnico de armazenamento de energia	45
Figura 5. Nuvem de palavras da pesquisa na base de dados da Scopus	48
Figura 6. Classificação das tecnologias de armazenamento de energia	55
Figura 7. Gama de serviços que podem ser oferecidos por SAEs (em cinza associados a fontes de energia renováveis)	61
Figura 8. Aplicações do armazenamento de energia em diferentes níveis da rede	62
Figura 9. Problemas de flexibilidade em um sistema com alta penetração de geração intermitente.....	67
Figura 10. Arcabouço coevolucionário dos SAE	72
Figura 11. Curva de carga líquida da Califórnia em 11 de janeiro (2012-2020).....	78
Figura 12. Interrelação entre os objetivos e trilhas do ESGC	87
Figura 13. Exemplo do funcionamento da tarifa TOU em uma curva típica de consumo	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Países em destaque na análise da literatura	49
Tabela 2. Critérios de seleção dos casos	50
Tabela 3. Características técnicas e custos de diferentes tecnologias, 2016 - 2030	59
Tabela 4. Quantitativo de projetos de armazenamento por tecnologia.....	63
Tabela 5. Subsídios vigentes no programa Home Battery Scheme	102
Tabela 6. Instalações de SAE operacionais e propostas, com capacidade superior a 10 MW	107

LISTA DE QUADROS

Quadro 1. Detalhamento da literatura de referência	22
Quadro 2. Trajetórias potenciais de transições sociotécnicas.....	39
Quadro 3. Comparação entre o paradigma tecno-econômico e a MLP.....	40
Quadro 4. Principais diferenças entre as duas fases da transição	41
Quadro 5. Oportunidades dos SAE para diferentes agentes setoriais.....	67
Quadro 6. Marco Institucional do Setor Elétrico da Califórnia.....	79
Quadro 7. Políticas relacionadas ao armazenamento de energia a nível federal (EUA)	81
Quadro 8. Medidas e políticas estratégicas para os SAE	85
Quadro 9. Marco Institucional do Setor Elétrico Australiano	99
Quadro 10. Benefícios da aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) nos principais segmentos de mercado no contexto australiano.....	105

LISTA DE SIGLAS

AB	Assembly Bill
ACCC	Australian Competition & Consumer Commission
ACT	Australian Capital Territory
AEMC	Australian Energy Market Commission
AER	Australian Energy Regulator
ARENA	Australian Renewable Energy Agency
BOE	California State Board of Equalization
CAES	Sistemas de armazenamento por ar comprimido
CAISO	California Independent System Operator
CEC	California Energy Commission
CECF	Clean Energy Finance Corporation
CESA	California Energy Storage Alliance
CO ₂	Dióxido de Carbono
COAG	Council of Australian Governments
CPUC	California Public Utilities Commission
DOE	Departamento de Energia dos Estados Unidos
EUA	Estados Unidos da América
ERP	Emerging Renewables Programs
ESGC	Energy Storage Grand Challenge
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FiT	Tarifa Feed-In
G2V	Grid-to-Vehicle
GEE	Gases de Efeito Estufa
GD	Geração Distribuída
GLC	Growth and Low Carbon
H ₂	Hidrogênio
IOUs	Invested-owned utilities
ISO	Operadores independentes do sistema
LCC	Ciclo de vida
LRET	Large-Scale Renewable Energy Target
NECF	National Energy Customer Framework
NEM	National Electricity Market
NGRs	Recursos não-geradores
NREL	National Renewable Energy Laboratory

NSW	New South Wales
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PG&E	Pacific Gas and Electricity
PIB	Produto Interno Bruto
PMN	Perspectiva Multinível
QLD	Queensland
RD	Resposta da Demanda
RDP	Research and Development Programs
REDs	Recursos Energéticos Distribuídos
REI	Redes Elétricas Inteligentes
RET	Department of Resources, Energy and Tourism
RETs	Renewable Energy Targets
RPS	Renewable Portfolio Standards
RTO	Organizações regionais de transmissão
SA	South Australia
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
SB	Senate Bill
SDG&E	San Diego Gas & Electricity
SEC	Southern Edison California
SGIP	Self Generation Incentive Program
SNI	Sistema Nacional de Inovação
SRES	Small-Scale Renewable Energy Scheme
TICs	Tecnologias de informação e comunicação
TNSP	Provedor de Serviços da Rede de Transmissão
TOU	Time-of-use
T&D	Transmissão e Distribuição
UHR	Usinas Hidrelétricas Reversíveis
V2G	Vehicle-to-Grid
VE	Veículos Elétricos
VIC	Victoria
WEC	World Energy Council
WEM	Wholesale Energy Market

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	16
1.1.	Contextualização do problema de pesquisa	17
1.2.	Objetivos e hipóteses	19
1.3.	Mapa da literatura	20
1.4.	Estrutura da dissertação	22
2	TRANSIÇÃO TECNOLÓGICA E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA: UMA ABORDAGEM A PARTIR DA PERSPECTIVA MULTINÍVEL	24
2.1.	A inovação e mudança tecnológica no setor elétrico sob a perspectiva sistêmica	25
2.2.	Transições tecnológicas sob a ótica evolucionária: dos grandes ciclos à transição sociotécnica	30
2.3.	A transição energética enquanto sociotécnica: uma análise multinível.....	33
2.4.	O armazenamento de energia enquanto inovação de nicho	43
3	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	47
4	O ARMAZENAMENTO DE ENERGIA SOB A ÓTICA SISTÊMICA: TECNOLOGIAS E POTENCIALIDADES.....	54
4.1.	Histórico e desenvolvimento das tecnologias de armazenamento de energia	54
4.2.	A inserção das tecnologias de armazenamento no setor elétrico atual: desafios, mudanças e convergências.....	65
4.3.	Os impactos do armazenamento de energia no regime sociotécnico.....	71
5	O CASO DA CALIFÓRNIA.....	75
5.1.	A transição no setor elétrico californiano	76
5.2.	Políticas e programas voltados ao armazenamento de energia	81
5.3.	Impactos da integração da tecnologia	88
6	O CASO DE SOUTH AUSTRALIA	94
6.1.	Transição energética, modernização da rede e reformas institucionais.....	95
6.2.	Políticas e programas voltados ao armazenamento de energia	100
6.3.	Perspectivas e impactos do armazenamento para o setor elétrico australiano	105

7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	113
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	120

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de armazenamento de energia (SAE) são tecnologias com potenciais aplicações em desafios setoriais relevantes no contexto da transição energética, em diferentes segmentos do setor elétrico. Ao passo que a tecnologia é conhecida há décadas, seu papel na cadeia de fornecimento de eletricidade tem sido substancialmente modificado – e intensificado – à medida que a descarbonização das matrizes energéticas nacionais se associa significativos desafios técnicos e operativos, derivados da integração de fontes de geração renováveis – e intermitentes.

A transição energética, marcada pela ampliação da participação de fontes de geração não emissoras de gases de efeito estufa (GEE), integração de tecnologias digitais e de automação ao sistema elétrico e, simultaneamente, de engajamento dos consumidores, é, portanto, um processo de inovação sistêmica e estrutural, de base tecnológica, em que o armazenamento de energia desempenha papel central (GRÜNEWALD *et al*, 2012; MARKARD, 2018).

Nesse contexto, as políticas públicas e incentivos em torno da difusão de novas tecnologias – sobretudo as chamadas novas fontes de geração renováveis, solar e eólica – têm alimentado um círculo virtuoso (IRENA, 2017), sendo consideradas instrumentos efetivos na ampliação do desenvolvimento, inovação tecnológica e redução de custos destas tecnologias. De fato, o papel das políticas públicas no processo de transição tecnológica e surgimento de inovações é identificado por Kivimaa e Kern (2016), que apontam um conjunto de medidas e instrumentos de desestabilização de regimes tecnológicos vigentes e criação de novos nichos de inovação.

Além disso, o armazenamento de energia - principalmente os sistemas de baterias -, têm atingido níveis de competitividade crescentes enquanto provedores de flexibilidade, de modo que modificações nos arcabouços político, de mercado e regulatório podem assegurar a participação destas tecnologias no fornecimento de serviços sistêmicos. Países como Austrália, Irlanda, Espanha e os Estados Unidos da América (EUA) têm viabilizado a participação de novas tecnologias a partir de reformas, com ênfase na flexibilidade (IEA, 2019).

Assim, apesar do armazenamento de energia ainda estar relacionado a um conjunto limitado de atuações, em função de seu status atual enquanto inovação de nicho, as mudanças a nível de cenário (no ambiente macro) têm promovido uma nova visão acerca destas tecnologias. Deste modo, a necessidade de integração de volumes crescentes de geração renovável intermitente, os desafios emergentes na operação da rede elétrica em transição e o interesse dos agentes acerca do armazenamento de energia e geração distribuída têm criado as condições para uma potencial transição de nicho (ambiente que atua como incubadora de inovações) para regime,

representado pelo conjunto de regras que determinam a estabilidade de determinada configuração sociotécnica (WINFIELD; SHOKRZADEH; JONES, 2018).

Em suma, a transição energética tem exigido dos regimes sociotécnicos crescentes níveis de inovação, a fim de atender aos desafios impostos pela mudança acelerada e estrutural em curso. Simultaneamente, tecnologias a nível de nicho – tais como o armazenamento de energia – têm verificado reduções expressivas de custo e ampliação da maturidade técnica. Ainda assim, a transição destas tecnologias de nicho para o nível do regime ainda permanece incerta (WINFIELD; SHOKRZADEH; JONES, 2018).

Com ênfase nesta lacuna, a presente dissertação busca apresentar uma análise integrada da inovação do setor elétrico e o papel das políticas públicas na difusão de tecnologias disruptivas emergentes, tais como os SAE. Assim, com base no arcabouço da perspectiva multinível de transições sociotécnicas, analisa-se a trajetória do armazenamento de energia em direção ao regime sociotécnico.

1.1. Contextualização do problema de pesquisa

Os SAE têm sido considerados tecnologias prioritárias para a inovação e transformação do setor elétrico. No contexto da crescente inserção de fontes de energia renováveis e do processo de transição energética, estas tecnologias vêm adquirindo importância e complexidade, em função dos inúmeros serviços que podem prover ao sistema elétricos. Adicionalmente, a redução de custos, a necessidade de fontes de flexibilidade e a aceleração do processo de difusão de veículos elétricos conferem a estas tecnologias maiores níveis de competitividade.

Para tal, observa-se a transição energética enquanto um processo em que as transformações tecnológicas envolvem não apenas as variáveis técnicas, mas também um conjunto heterogêneo de elementos – como contexto socioeconômico, instituições, regulação, entre outros –, bem como a interação entre estes. Além disso, a adoção da perspectiva multinível parte da premissa, baseada na sociologia da tecnologia, de que a tecnologia por si só não exerce funções ou impactos sobre o sistema. É na interação com os agentes, instituições e organizações que a inovação tecnológica de fato satisfaz as necessidades sociais (GEELS, 2002). O foco de análise, portanto, não está na viabilização da tecnologia, mas nas funções desempenhadas por esta no atendimento de necessidades sociais, o que determina sua atuação no contexto sociotécnico.

Sob a ótica da estrutura e configuração vigentes, a introdução dos SAE representa um desafio à operação e planejamento do setor elétrico. Tendo em vista as incertezas quanto à integração

dos SAE à rede, a literatura analisa estes como tecnologias de nicho: inovações com baixa estruturação institucional e dificuldade de integração e difusão ao modelo de mercado atual, mas com alto potencial de disrupção à medida que avança nos diferentes segmentos. Apesar da estabilidade do arcabouço setorial, que compõe o paradigma sociotécnico vigente, inovações de nicho são consideradas sementes para mudanças sistêmicas à medida que promovem a coevolução de elementos estruturantes do sistema: políticas, regulações, agentes e tecnologias.

Deste modo, com a difusão acelerada de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) e a acentuação de questões de descarbonização e digitalização, verifica-se uma lacuna na literatura e na formulação de políticas públicas a respeito do caminho traçado pela transição energética sob a ótica sociotécnica. Com ênfase no impacto e integração da tecnologia de armazenamento de energia, esta dissertação endereça esta lacuna, abordando os impactos da difusão do armazenamento no regime sociotécnico e partindo da hipótese de que esta tecnologia pode contribuir para uma trajetória de reconfiguração do setor.

Nesta trajetória, as inovações de nicho e os agentes incumbentes ou tecnologias consolidadas (por exemplo, distribuidoras ou plantas de geração centralizadas) atuam de maneira conjunta. À medida que estas inovações criam desafios e oportunidades para os agentes e os direcionam a pensar em modificações do sistema, são iniciados processos de inovações sequenciais, em conjunto com os demais REDs, que reconfiguram a estrutura de mercado, as relações entre os agentes e, principalmente, a forma como a eletricidade é gerada, distribuída e consumida.

Nesse contexto, Geels (2002, 2004) evidencia que as rotinas e comportamentos dos agentes, inseridas em um regime tecnológico fundamentam a estabilidade que guia a atividade inovativa em direção a melhoras incrementais inseridas na trajetória tecnológica. O processo de transição energética excede, portanto, uma análise de ajustes regulatórios, implicando em significativas mudanças em elementos setoriais e na configuração do regime (ou paradigma) sociotécnico. Em função do potencial disruptivo das tecnologias de armazenamento de energia, faz-se necessária uma análise sistêmica em torno do progresso técnico, que efetivamente enderece a transição enquanto coevolução de elementos sociais, econômicos, institucionais e culturais.

Ademais, a análise de políticas públicas segue a visão de Kivimaa e Kern (2016), partindo da visão de que as transições implicam não apenas no desenvolvimento de inovações disruptivas, mas também de um arcabouço de políticas de promoção a uma mudança mais ampla, a nível do sistema sociotécnico. Para tal, entende-se que o conjunto de políticas públicas deve abarcar elementos que promovam tanto a difusão de novas tecnologias (criação de nichos) quanto a substituição de arranjos obsoletos (desestabilização de regimes).

Nesse contexto, a presente dissertação propõe-se a analisar a difusão das tecnologias de armazenamento de energia e seu potencial de modificação do regime sociotécnico vigente no setor elétrico, discutindo a transição destas tecnologias do nível de nicho para o regime. Para a consecução deste objetivo, utiliza-se a metodologia de estudo de caso múltiplo, com uma abordagem de comparação de políticas públicas, voltada à discussão dos elementos componentes do processo de transição tecnológica. São analisados os casos da Califórnia e South Australia, que apresentam, além de ampla discussão em torno das tecnologias de armazenamento de energia, um contexto de políticas direcionadas a estas.

Por conseguinte, propõe-se o seguinte problema de pesquisa: como as políticas públicas têm promovido o desenvolvimento do nicho de tecnologias de armazenamento de energia em direção ao regime sociotécnico vigente? Para além disso, qual trajetória essa evolução de nicho para regime assume? Para responder esta questão, um conjunto de perguntas secundárias fundamentam a pesquisa:

- i. Quais desafios enfrentados pelas transformações recentes no setor elétrico podem ser mitigados pelos serviços prestados por tecnologias de armazenamento de energia?
- ii. Como estas tecnologias de armazenamento de energia tem se desenvolvido a nível de nicho?
- iii. Como a integração destas tecnologias tem reconfigurado o regime sociotécnico e integrado um novo contexto, inserido no processo de transição energética?

1.2. Objetivos e hipóteses

O presente trabalho tem como objetivo geral analisar, com base na perspectiva multinível, o papel das políticas públicas voltadas às tecnologias de armazenamento de energia e os impactos da integração destas tecnologias sobre o sistema elétrico e o regime sociotécnico vigente. Sendo assim, discute-se em que medida o desenvolvimento destas tecnologias tem representado uma transição de nicho para regime, e quais seus impactos sobre a reconfiguração do regime sociotécnico. Para tal, além deste objetivo geral, a dissertação desdobra-se em três objetivos específicos:

- i. Examinar a transformação do setor elétrico sob a ótica de transição sociotécnica, destacando o enquadramento das tecnologias de armazenamento de energia enquanto inovações de nicho com potencial de reconfiguração do regime;

- ii. Identificar as diferentes tecnologias de armazenamento de energia e os serviços que podem prestar ao sistema elétrico, analisando em que medida estes serviços podem atender a desafios associados à transição energética;
- iii. Analisar a evolução da integração do armazenamento de energia ao setor elétrico nos casos selecionados, apontando a trajetória de difusão desta tecnologia em direção ao regime sociotécnico.

Com base nestes objetivos e na contextualização apresentada, a dissertação está ancorada nas seguintes hipóteses:

- i. O armazenamento de energia tem se desenvolvido enquanto solução para desafios emergentes no contexto da transição energética, deslocando-se gradualmente em direção ao regime sociotécnico;
- ii. A trajetória desta tecnologia em direção ao regime sociotécnico é largamente moldada por políticas públicas e pelo alinhamento dos agentes públicos e privados; e
- iii. Apesar da trajetória ser passível de modificação ao longo do processo de difusão tecnológica, países com metas ambiciosas no nexo clima-energia e políticas proativas em torno do armazenamento de energia tendem a assumir, no longo prazo, uma trajetória de reconfiguração.

1.3. Mapa da literatura

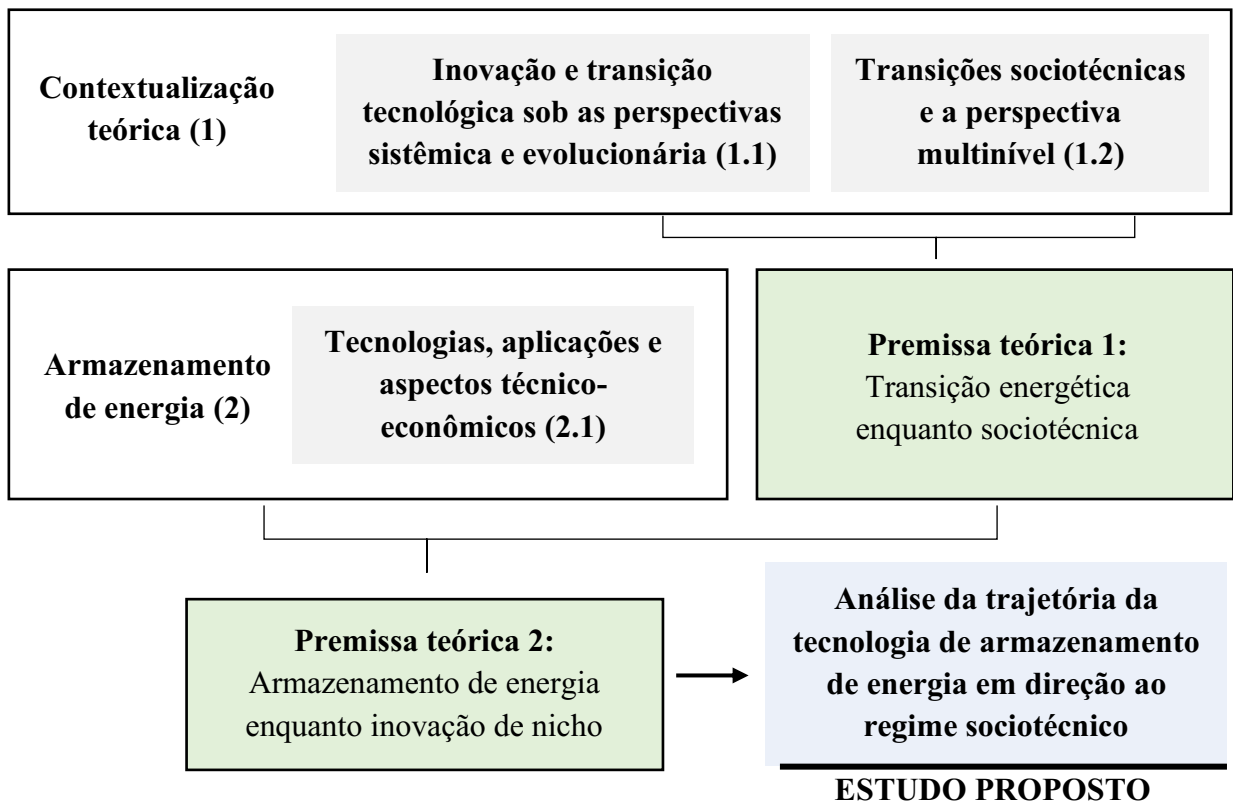
A partir da contextualização e objetivos supracitados, o desenvolvimento da dissertação perpassou a utilização do recurso intitulado “mapa da literatura”. Segundo Creswell (2010), o mapa da literatura é um resumo visual da literatura existente acerca do tópico de estudo. Assim, com base neste diagrama, tem-se uma visão geral do campo de pesquisa estudado e seus limites, identificados a partir das lacunas e seções de pesquisas futuras dos trabalhos consultados.

O mapa de literatura da presente dissertação é composto por dois grandes temas: a inovação e a perspectiva multinível no setor elétrico, que fornece o arcabouço teórico; e o armazenamento de energia, tecnologia-chave da análise proposta. No primeiro grupo, que corresponde ao quadro de contextualização teórica do mapa da literatura, a literatura de “Inovação e transição tecnológica sob as perspectivas sistêmica e evolucionária” permite uma compreensão geral das bases de economia da inovação sob a qual a dissertação se consolida, fundamentada na noção de que a transição energética é um processo de inovação sistêmica e dependente do contexto e da trajetória.

Ademais, com o intuito de avaliar o arcabouço recente da perspectiva multinível, a literatura “Transições sociotécnicas e a perspectiva multinível” permite a compreensão do processo de transição tecnológica no setor elétrico de forma integrada, ressaltando a relevância da articulação entre os elementos componentes do sistema de inovação. Em seguida, parte-se para o segundo grupo, “Tecnologias, aplicações e aspectos técnico-econômicos”, em que é abordada a literatura teórica e empírica sobre as tecnologias de armazenamento de energia e seu papel no setor elétrico em transição.

Cabe destacar, ainda, que as hipóteses desta dissertação estão alicerçadas não apenas sobre a literatura destacada, mas sobretudo na definição de duas premissas identificadas na literatura: i) a transição energética é uma transição sociotécnica; e ii) o armazenamento de energia é uma inovação a nível de nicho. Com base nestas premissas, as ligações entre os temas e literatura de referência (Quadro 1) fornecem, por consequência, as bases do estudo proposto (Figura 1).

Figura 1. Mapa esquemático da literatura



Fonte: Elaboração própria.

Quadro 1. Detalhamento da literatura de referência

Tópico	Literatura consultada
Contextualização teórica	1.1 – TEECE (1986); NELSON e WINTER (1982); NELSON et al (2018); FAGERBERG, MOWERY e NELSON (2004); MALERBA (2002; 2009); FREEMAN (1994; 1995); KEMP (1994); RIP e KEMP (1998); FREEMAN e PEREZ (1988); HUGHES (1986); GEELS (2002). 1.2 – KEMP, RIP e SCHOT (2001); MARKARD e TRUFFER (2012); GEELS (2002; 2004; 2005; 2012); WINFIELD, SHOKRZADEH e JONES (2018); GRÜNEWALD et al (2012).
Premissa teórica 1	WINFIELD, SHOKRZADEH e JONES (2018); GRÜNEWALD et al (2012); GEELS et al (2017)
Armazenamento de energia	OLABI et al (2020); KOOHI-FAYEGH e ROSEN (2020); GUNEY e TEPE (2017); TAYLOR et al (2013).
Premissa teórica 2	WINFIELD, SHOKRZADEH e JONES (2018); GRÜNEWALD et al (2012)

Fonte: Elaboração própria.

1.4. Estrutura da dissertação

A pesquisa se divide em quatro etapas principais, com os seguintes procedimentos metodológicos:

- i. Definição do problema de pesquisa e contexto (pesquisa bibliográfica e documental);
- ii. Análise da literatura e construção do referencial teórico (revisão bibliográfica e pesquisa documental);
- iii. Caracterização metodológica e definição dos critérios de seleção para os estudos de caso (pesquisa bibliográfica e levantamento de dados secundários); e
- iv. Análise dos casos (pesquisa bibliográfica e documental)¹

Assim, esta dissertação questiona os diferentes padrões da transição do regime sociotécnico de armazenamento de energia nos casos selecionados, em uma estrutura dividida em seis capítulos, incluindo esta introdução. Na segunda seção, empreende-se uma revisão da literatura acerca da inovação e transição tecnológica no setor elétrico sob a perspectiva da inovação sistêmica e a ótica evolucionária. A partir da caracterização da transição energética enquanto um processo sociotécnico (primeira premissa teórica da dissertação), parte-se para a análise do

¹ Estas etapas estão descritas na seção 3 (PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS).

armazenamento de energia sob uma perspectiva multinível. Assim, tem-se que esta tecnologia é uma inovação a nível de nicho (segunda premissa teórica da dissertação).

A terceira seção apresenta os procedimentos metodológicos da dissertação, destacando o processo de revisão bibliográfica, os critérios de seleção para os casos da Califórnia e South Australia, analisados na dissertação, e a metodologia de análise dos casos. Em seguida, realiza-se uma análise da tecnologia de armazenamento propriamente dita, bem como suas diferentes aplicações e impactos no setor elétrico em transição. Esta quarta seção objetiva, em linhas gerais, fornecer o referencial técnico e econômico necessário para a análise do papel do armazenamento de energia no setor elétrico em transição.

As duas seções subsequentes (O caso da Califórnia e O caso de South Australia, respectivamente) se dedicam à análise dos casos supracitados, com base em três momentos: i) contextualização do setor elétrico e arcabouço institucional, com ênfase no diagnóstico do estado (e do país, quando relevante) no contexto da transição energética; ii) análise das políticas e programas voltados ao armazenamento de energia ou com impactos diretos na difusão desta tecnologia; e iii) impactos da integração da tecnologia e perspectivas associadas ao caso.

Por fim, a sexta seção está centrada na discussão das considerações finais da dissertação, destacando as convergências e diferenças entre os dois casos, e associando-os à análise teórica delineada nos capítulos anteriores. Ademais, esta seção retoma as hipóteses apresentadas no capítulo introdutório e, a título de conclusão, tece perspectivas e sugestões para trabalhos futuros.

2 TRANSIÇÃO TECNOLÓGICA E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA: UMA ABORDAGEM A PARTIR DA PERSPECTIVA MULTINÍVEL

O desenvolvimento recente do setor de energia elétrica tem como elemento central o processo inovativo, visto que a mitigação da mudança climática e a promoção de uma economia de baixo carbono necessariamente perpassam a modificação do paradigma do setor elétrico (CASTRO et al., 2016). Nesse sentido, a análise do processo recente de transição energética sob a ótica da inovação está associada a um conjunto de transições tecnológicas, como a do veículo a combustão interna ao elétrico, o surgimento da geração distribuída e, por fim, a estocagem de energia elétrica.

A análise do processo de inovação recente no setor elétrico sob uma ótica sistêmica, tendo como base os arcabouços teóricos de economia da inovação e evolucionária, se fundamenta na visão de Geels (2002). O autor aponta para uma perspectiva multinível das transições tecnológicas a partir de duas visões do processo de evolução: este como um processo de variação, seleção e retenção, com base na análise de Nelson e Winter (1982) de regimes tecnológicos; e como um processo de desdobramentos e criação de novas combinações, com base na conceituação de inovação apontada por Schumpeter (1934). Nesse contexto, a inovação é observada como um processo coevolucionário, de modo que tecnologia e sociedade são codeterminantes, e suas interações resultam em desenvolvimentos irreversíveis e dependências da trajetória (GEELS, 2002; KEMP, 2010).

Partindo da análise da transição no contexto da economia evolucionária, verifica-se que frequentemente o processo de seleção é analisado como restrito a usuários e mercados. Alternativamente, propõe-se que o ambiente de seleção pode ser apresentado sob a forma de configurações sociotécnicas, em que políticas públicas e instituições exercem papel relevante (GEELS, 2002). Do ponto de vista setorial, a provisão de serviços como oferta de energia, água ou transporte podem ser considerados sistemas sociotécnicos que, por sua vez, são formados por redes de atores, instituições, tecnologias e conhecimento específicos (GEELS, 2002; MALERBA, 2009). Estes elementos são dependentes e interrelacionados, de modo que sua interação conjunta atua em direção ao fornecimento de serviços específicos à sociedade (MARKARD; RAVEN; TRUFFER, 2012).

A transição energética é analisada como, em última instância, uma transição tecnológica. Este processo é, em grande medida, moldado pelas transformações no modo como necessidades ou funções sociais são supridas, envolvendo não apenas mudanças tecnológicas, mas também em

elementos como regulação, infraestrutura, indústria, entre outros. Nesse sentido, a transição consiste em uma mudança de configuração sociotécnica, envolvendo tanto a substituição de tecnologias quanto a transformação de outros elementos inseridos neste contexto (GEELS, 2002).

Este capítulo possui como objetivo delinear as bases para a discussão acerca da transição energética sob a ótica multinível e, especificamente, da difusão da tecnologia de armazenamento de energia. Para tal, divide-se em quatro seções: a primeira observa as origens da economia da inovação e a visão da mudança tecnológica sob as perspectivas linear e sistêmica. A segunda seção discute a transição tecnológica sob a ótica de ciclos de longo prazo e de paradigmas tecnológicos e, por fim, apresenta o conceito de transição sociotécnica, com base na economia evolucionária. A terceira seção explora o processo de transição energética recente e a difusão dos recursos energéticos distribuídos (REDs) sob o contexto sociotécnico, apresentando o processo inovativo sob a perspectiva multinível. Por fim, a quarta seção avalia o armazenamento de energia enquanto tecnologia de nicho, evidenciando seus componentes e o processo de difusão desta inovação.

2.1. A inovação e mudança tecnológica no setor elétrico sob a perspectiva sistêmica

A inovação pode ser definida como a “busca e a descoberta, experimentação, desenvolvimento, imitação e adoção de novos produtos, novos processos produtivos e novos sistemas organizacionais” (DOSI, 1988, p. 222). Ou, ainda, conforme a visão de Edquist (1997), inovações são novas criações de valor econômico, que podem ser completamente diferentes de produtos, processos ou sistemas já consolidados ou, ainda, novas combinações de elementos existentes. Ao destacar a incerteza e complexidade do processo de inovação, Thielmann e La Rovere (2016) corroboram a visão de Dosi (1988), apontando que a inovação pode ser compreendida como um conjunto de mecanismos que conduzem as organizações para o desenvolvimento destes novos produtos, processos produtivos e configurações organizacionais.

A literatura acerca dos processos inovativos possui sua fundamentação em Schumpeter, em que o capitalismo é tido como um processo evolucionário, cujo motor fundamental são estas inovações, observadas em novos produtos, processos, mercados e organizações industriais (SCHUMPETER, 1939; 1942). Essas inovações, analisadas como “novas combinações”, representam a produção sistemática, a partir de conhecimentos existentes, de conhecimentos novos e economicamente úteis (KURZ, 2012).

Do ponto de vista histórico, duas vertentes se destacam nas discussões acerca do processo de inovação: a linear e a sistêmica. Na primeira, predominante até os anos 1960 (CASSIOLATO; PODCAMENI, 2016), a concepção do processo de inovação parte de duas visões: a *technology* (ou *science*) *push* e a *demand pull*. A primeira corresponde à visão de que a fonte da inovação está no desenvolvimento científico e no fortalecimento da pesquisa básica que, em um processo linear, geraria uma reação em cadeia até a introdução da inovação no mercado, cujo papel seria apenas receber o fruto destas atividades de pesquisa e desenvolvimento (P&D).

Por outro lado, a visão do *demand pull* possui como foco não a oferta, mas a demanda do mercado, que levaria ao surgimento de novas tecnologias. Sendo assim, enquanto a primeira visão linear possui como figura principal – e força geradora do desenvolvimento tecnológico (CASTRO *et al*, 2018) – o inventor, a segunda possui como agente principal o mercado, que deixa de ter o papel passivo de receptor de invenções para efetivamente ser o decisor do processo inovativo.

Após esse período, diversas reformulações são observadas nos estudos acerca da inovação, especialmente no que diz respeito à ausência de linearidade no processo inovativo, visto a partir desse momento como resultante da aprendizagem coletiva e interação entre os agentes (LUNDVALL, 1985; PÉREZ, 1988). A inovação passa, portanto, não mais a ser um evento isolado, mas um processo dinâmico e de aprendizado coletivo, cumulativo e incerto (SULLIVAN, 1998).

Coletivo, pois a inovação e o desenvolvimento econômico não podem ocorrer sem a existência de organizações sociais e indivíduos que interajam entre si; cumulativo, pois está baseado em um processo de aprendizado – também cumulativo –, através do qual, pelo processo de inovação, os agentes acumulam um “estoque comum” de conhecimento; e incerto, pois o processo de inovação necessariamente envolve incertezas produtivas e competitivas, uma vez que o resultado do desenvolvimento produtivo não pode ser previsto, mas apenas observado durante o próprio processo (SULLIVAN, 1998).

À medida que o processo de inovação radical ocorre e, portanto, resulta em uma alteração significativa de produtos, processos e modelos de negócio estabelecidos, há o que Schumpeter denomina de “processo de destruição criadora”, em que os agentes econômicos passam progressivamente a direcionar seu consumo e produção às novas tecnologias ou produtos, criando novos padrões no mercado (COSTA & HENKIN, 2016).

Esta visão do processo de inovação como um processo de interação entre as instituições, com foco no conhecimento e na aprendizagem coletiva, é o que caracteriza a abordagem sistêmica da inovação. A inovação, sob esta visão, está relacionada não apenas à cumulatividade, mas também aos vínculos intraorganizacionais e à cooperação interorganizacional (DOSI, 1988; LUNDVALL, 1985; CASTRO et al, 2018).

Conforme destacado por Edquist (1997), o processo através do qual inovações tecnológicas emergem são extremamente complexos, associados ao surgimento e difusão de novos elementos de conhecimento, mas também ao processo de tradução destes em novos produtos ou processos produtivos. Desta forma, o autor evidencia que esta materialização do conhecimento em inovações não segue um caminho linear, mas se caracteriza por mecanismos complexos de *feedback* e relações interativas entre a ciência, a tecnologia, o aprendizado, a produção, políticas públicas e, por fim, a demanda (EDQUIST, 1997).

Ao passo que o aprendizado interativo e a dimensão coletiva do processo de inovação são considerados elementos fundamentais, Lundvall (2010) evidencia que, ainda que Schumpeter tenha identificado o papel do empreendedor como agente econômico central para o desenvolvimento das inovações em sua teoria do desenvolvimento econômico, posteriormente o autor revisou sua teoria, apontando um papel crítico ao trabalho colaborativo e aos laboratórios de P&D. Deste modo, a introdução da visão sistêmica da inovação parte desta trajetória do empreendedorismo individual para o coletivo (LUNDVALL, 2010).

Os sistemas de inovação podem ser definidos, deste modo, como o ambiente de criação e comercialização do conhecimento em que as inovações emergem, como resultado da colaboração e interdependência das organizações (produtores, consumidores, universidades, governos e outros agentes), cujo comportamento é moldado pelas instituições (EDQUIST, 2004). Estes sistemas podem ser observados, ainda, sob recortes geográficos (nacionais, regionais e até mesmo locais) ou setoriais.

Conforme apontado por Freeman (1995), a expressão “Sistema Nacional de Inovação” (SNI) foi utilizada primeiramente por Lundvall (1992), que atribui sua análise acerca do papel do conhecimento e da interação dos agentes e do Estado no âmbito nacional ao conceito de “Sistema Nacional de Economia Política” formulado por Friedrich List, em sua análise das políticas de economias de proteção à indústria nascente. Lundvall, por sua vez, atribui à Freeman o pioneirismo acerca do termo, com origem em seu livro publicado em 1987, intitulado “*Technology, Policy and Economic Performance: Lessons from Japan*” (LUNDVALL, 2010).

Sistemas nacionais de inovação podem ser definidos como uma rede de instituições nos setores público e privado, cujas atividades e interações iniciam, importam, modificam e difundem novas tecnologias (FREEMAN, 1987). No que tange à questão nacional, setorial ou local dos sistemas de inovação, Edquist (1997) ressalta que estes limites se referem a regiões específicas com características socioeconômicas delimitadas. Por outro lado, abstraindo-se a variável geográfica, os sistemas podem ser setoriais à medida que estão relacionados a sistemas tecnológicos em campos específicos.

Assim, à medida que a abordagem de sistemas tecnológicos é determinada por tecnologias genéricas ou campos científicos específicos, esta pode ser considerada uma análise de sistemas setoriais. Deste modo, sistemas tecnológicos podem ser nacionais, regionais ou internacionais e, simultaneamente, setoriais (EDQUIST, 1997).

A análise dos sistemas setoriais parte da premissa de que, em diferentes setores ou indústrias, com tecnologias específicas, o processo de inovação ocorre de maneiras também diversas (MALERBA, 1997). Assim, a adoção de uma perspectiva baseada em sistemas setoriais é considerada um importante instrumento para a análise descritiva dos setores, contribuindo para o completo entendimento de seu funcionamento, dinâmica e transformação, além da identificação de fatores que afetam a performance e competitividade das firmas e países e, finalmente, para o desenvolvimento de políticas públicas (MALERBA, 2002).

O sistema setorial de inovação e produção é definido como um conjunto de produtos novos e estabelecidos, voltados para usos específicos, e o conjunto de agentes envolvidos em interações (que podem ou não ser de mercado) para criação, produção e venda desses produtos. Esse sistema é composto por uma base de conhecimento, tecnologias, insumos e uma demanda - existente, emergente e potencial - específicos, bem como por agentes - individuais ou organizações, com ou sem fins lucrativos - cuja atuação é moldada pelas instituições, aqui entendidas como normas e regulações. Por fim, o sistema setorial e seus processos de mudança e transformação emergem, partindo de uma perspectiva coletiva e dinâmica, da interação e coevolução de seus elementos componentes (MALERBA, 2002).

O conhecimento e aprendizado estão na base das atividades de inovação e produção e, em consonância com a tradição evolucionária, diferem significativamente entre os setores em termos de domínio, dado que um conjunto de conhecimentos se refere a campos científicos e tecnológicos específicos (MALERBA, 2002). Adicionalmente, a análise de sistemas setoriais se afasta da concepção tradicional abordada na economia industrial ao examinar outros agentes

que não apenas aqueles inseridos em relações mercantis, e apresenta foco em processos de transformação do sistema, não considerando os limites setoriais como estáticos ou dados.

Malerba e Nelson (2011) corroboram esta visão ao evidenciar a importância da análise de sistemas setoriais quanto aos agentes, dado que a maioria das discussões sobre sistemas de inovação e desenvolvimento econômico apontavam as empresas (*business firms*) como agentes centrais no processo de *catching-up*, em conjunto com o aprendizado e a capacidade de acumulação.

A importância de desenvolver uma abordagem setorial, analisando a produção tecnológica e refletindo a diversidade setorial, também foi discutida por Pavitt (1984), que apontou a presença de uma matriz tridimensional envolvendo as ligações entre setores na produção e uso de inovação, bem como em padrões setoriais da diversificação tecnológica de empresas inovadoras. A partir dessa visão, os setores podem ser comparados a partir de três fontes: tecnologias setoriais, especialmente observando o grau em que essas fontes são geradas no próprio setor ou adquiridas externamente; as fontes institucionais e a natureza da tecnologia produzida no setor; e as características das empresas inovadoras, avaliando tamanho e atividade.

Deste modo, regimes tecnológicos específicos definem a natureza dos problemas que as empresas buscam resolver através de suas atividades inovativas, afetando também o aprendizado tecnológico, delineando os incentivos e restrições a comportamentos e organizações e exercendo influência sobre os processos de geração de variedade e seleção, de forma que impactam a dinâmica e evolução das firmas (MALERBA; 2002, 2005).

Ainda que a análise setorial proposta por Malerba (2002) não discuta a questão das trajetórias tecnológicas, o autor cita que, frequentemente, a coevolução dos elementos de um sistema setorial – o que ocasiona o processo de mudança – é associada à dependência da trajetória, de modo que o aprendizado e as interações entre os agentes podem gerar retornos crescentes e condições que promovem o trancamento de um setor a tecnologias inferiores.

Uma das limitações desta análise, apontada posteriormente como uma questão central ainda inexplorada, é a extensão e características da heterogeneidade das empresas dentro de um setor, associada a processos de criação de diversidade e seleção. Dado que esses processos determinam novas instituições, estratégias e o comportamento dos agentes e suas interações em direção a novas tecnologias e conhecimentos, as características da heterogeneidade entre agentes podem fornecer importantes subsídios às diferenças das capacidades inovativas

setoriais e à emergência de inovações que efetivamente transformam o sistema econômico (MALERBA, 2005).

Outra questão em aberto, citada pelo autor, é a transformação setorial associada à emergência de conjuntos de inovações que avançam sobre vários setores. Dado o processo de difusão das tecnologias de informação e comunicação (TICs), por exemplo, em direção a diversos setores industriais, pergunta-se quais as transformações esse movimento suscita na base de conhecimentos de um setor. Um exemplo pode ser identificado no setor de energia elétrica: a integração de novas tecnologias – como as TICs, associadas ao processo de digitalização – tem resultado em um processo de inovação que rompe com o paradigma vigente, modificando significativamente as bases estruturais sob as quais o setor se fundamenta, dando origem às chamadas redes elétricas inteligentes (REI)².

Deste modo, a base de conhecimento relativamente modificada é acompanhada também pelo surgimento de novos agentes, indicando a presença de um processo de coevolução dos elementos do sistema setorial. A criação de novos agentes, tanto empresas quanto organizações não financeiras, são apontadas por Malerba (2002) como um elemento particularmente importante para a evolução da dinâmica do sistema setorial.

2.2. Transições tecnológicas sob a ótica evolucionária: dos grandes ciclos à transição sociotécnica

Sob a ótica da economia da inovação, três aspectos centrais são apontados por Schumpeter: a incerteza inerente a todos os processos inovativos, conforme já apontado por Sullivan (1998); a necessidade de mover-se rapidamente e assim obter os benefícios econômicos potenciais; e a inércia – ou resistência à novas maneiras – em todos os níveis da sociedade. Segundo Conceição (2000), o processo de inovação desencadeia surtos de mudança tecnológica e institucional, propiciando o desenvolvimento de um paradigma tecno-econômico³.

Esse conceito é abordado por Freeman e Perez (1988), ao sugerirem uma taxonomia da inovação, dividida em quatro grupos: a inovação incremental, a inovação radical, novos

² O conceito de redes inteligentes está associado à perspectiva de automatização, monitoramento e gerenciamento dos fluxos da rede de eletricidade, em função da integração de tecnologias de informação e comunicação e REDs, bem como a tendência de consolidação de um sistema cada vez mais distribuído e com fluxos bidirecionais de energia (CASTRO et al, 2016).

³ O conceito de paradigma tecno-econômico refere-se à combinação de produtos e processos, inovações técnicas, organizacionais e gerenciais, interligados, que resultam em saltos expressivos na produtividade potencial de uma economia, abrindo um conjunto singular de oportunidades. A mudança deste paradigma implica em uma nova combinação única de vantagens técnicas e econômicas (FREEMAN; PEREZ, 1988).

sistemas tecnológicos e, por fim, as mudanças no paradigma tecno-econômico. Segundo os autores, o primeiro tipo de inovação caracteriza-se por ocorrer continuamente em qualquer indústria ou serviço como resultado de melhorias no processo de produção ou de propostas de usuários e, ainda que o efeito combinado dessas inovações seja relevante para o aumento da produtividade, estas não possuem efeitos dramáticos. Por outro lado, as inovações radicais são eventos descontínuos, resultantes de pesquisa deliberada e atividades de desenvolvimento. Sendo assim, estas inovações são importantes pontos de partida para novos mercados e para o surgimento de novos investimentos.

As mudanças no sistema tecnológico, por sua vez, são mudanças de longo alcance nas tecnologias, baseadas em uma combinação de inovações radicais e incrementais associadas ainda às inovações organizacionais e gerenciais. As mudanças no paradigma tecno-econômico, por fim, são aquelas que possuem efeitos tão intensos que sua influência se estende sobre toda a economia, associada a diversos clusters de inovações radicais e incrementais e, eventualmente, novos sistemas tecnológicos. Para os autores, a característica vital desse tipo de mudança técnica é que esta leva não apenas à emergência de uma nova gama de produtos, serviços e sistemas, mas também afeta direta ou indiretamente os demais ramos da economia, modificando as estruturas de custo e as condições de produção e distribuição ao longo do sistema (FREEMAN; PEREZ, 1988).

Cada revolução tecnológica, nesse sentido, tem origem na revolução anterior e irrompe com um salto tecnológico. Essa característica evidencia a chamada dependência da trajetória, cuja definição positiva afirma que “uma trajetória dependente do processo estocástico é aquela cuja distribuição assintótica evolui como consequência (função) do próprio processo histórico” (David, 2007, p. 98).

Em uma análise do progresso técnico como um processo evolucionário, Dosi e Nelson (2010) apontam que esta perspectiva da mudança tecnológica está diretamente relacionada a pesquisas recentes acerca da dinâmica industrial e no crescimento econômico como processos interligados e movidos pela inovação tecnológica e organizacional.

No arcabouço teórico neoschumpeteriano, o progresso técnico é considerado um elemento determinante do crescimento econômico, à medida que insere transformações nos sistemas socioeconômicos que alteram as estratégias produtivas das empresas. Essas transformações estão relacionadas a aspectos internos, resultando em trajetórias ou paradigmas tecnológicos, ou externos, que constituem os paradigmas tecno-econômicos (LA ROVERE, 2006).

A concepção de paradigmas tecnológicos pode ser identificada nos textos de Giovanni Dosi (1982; 1988), em que uma definição mais ampla é utilizada, associada à ideia destes enquanto um “*outlook*”, ou panorama: um conjunto de procedimentos baseado na definição de problemas relevantes e o conhecimento específico associado às soluções. Deste modo, a partir do conceito de paradigmas científicos cunhado por Thomas Kuhn, o autor avalia que paradigmas tecnológicos embasam as indicações das direções que o progresso técnico assume ou evita. A trajetória tecnológica, por sua vez, está associada aos padrões de solução dos problemas inseridos no paradigma tecnológico (DOSI, 1982, p. 152).

Na análise dos processos de transições tecnológicas, Rip e Kemp (1998) evidenciam que a visão da tecnologia enquanto “configurações que funcionam”⁴ frequentemente enfatiza o artefato tecnológico como o centro de um sistema (econômico, ou de inovações). Ainda que estas configurações apenas sejam bem sucedidas porque estão inseridas e integradas ao ambiente socioeconômico, esta visão tende a observar o sistema em termos de oportunidades e desafios para a inserção das novas combinações. Com isso, destaca-se a necessidade de incluir à discussão tecnológica os aspectos estruturais do ambiente de desenvolvimento das inovações, bem como sistemas e cenários sociotécnicos existentes (RIP; KEMP, 1998, p. 338).

Nesse contexto, introduz-se o conceito de regimes tecnológicos, definidos como o conjunto de regras ou normas inseridas em um complexo conjunto de práticas, processos produtivos ou características, habilidades e procedimentos – todos moldados por instituições e infraestruturas. Estes regimes são intermediários entre inovações específicas enquanto são concebidas, desenvolvidas e introduzidas; e a paisagem sociotécnica (RIP; KEMP, 1998).

Tendo em vista a necessidade de compreensão da natureza dinâmica das transições tecnológicas e sua relação com o contexto socioeconômico, um conjunto de teorias e proposições teóricas foram desenvolvidos no período recente. A partir do conceito de regime tecnológicos desenvolvido por Rip e Kemp (1998), o conceito de regime sociotécnico emerge como um elemento explicativo das chamadas transições sociotécnicas, inseridas na perspectiva multinível.

O processo de transição sociotécnica analisa a dinâmica de mudança com base em três elementos centrais: sistemas (recursos e aspectos materiais), atores envolvidos no processo de manutenção e mudança do sistema e as regras e instituições que guiam estes atores (GEELS,

⁴ O termo “configurações” é aqui entendido como o alinhamento entre um conjunto heterogêneo de elementos, e o complemento, “que funcionam”, indica que esta configuração cumpre uma função (GEELS, 2002).

2004; WINFIELD; SHOKRZADEH; JONES, 2018). Com uma análise baseada na sociologia da tecnologia, o arcabouço de transições sociotécnicas avalia que a tecnologia por si só não possui papel ou exerce mudanças no sistema, mas apenas desempenha funções quando associada à ação humana, estruturas sociais e organizações onde se insere (GEELS, 2002).

Dessa maneira, desloca-se a unidade de análise da tecnologia para o sistema – ou contexto – em que a tecnologia se insere, que é o que vai determinar sua atuação. Nesse sentido, transições tecnológicas adquirem um caráter sociotécnico dado que: (i) tecnologias resultam das configurações entre os elementos do sistema e apenas são bem-sucedidas porque estão incorporadas ao contexto; e (ii) estas configurações vão determinar o atendimento às necessidades sociais (GEELS, 2004).

No entanto, os processos de reconfiguração não ocorrem facilmente, dado que estes elementos estão interligados e as regulações, infraestrutura e instituições estão alinhadas à tecnologia existente (GEELS, 2002). Sendo assim, a introdução de tecnologias no setor elétrico como geração distribuída, veículos elétricos e armazenamento de energia enfrentam a resistência do regime sociotécnico vigente que, alinhado ao paradigma tecnológico, apresenta uma inércia em relação ao processo de reconfiguração.

Estas tecnologias, consideradas inovações radicais, surgem através de uma trajetória cumulativa. Dessa maneira, a transição de nicho para regime ocorre em um processo gradual, onde as inovações radicais são utilizadas em subsequentes aplicações ou nichos de mercado, em um processo denominado acumulação de nichos (GEELS, 2002). Como será analisado adiante, o processo de transição energética se desdobra, portanto, através da difusão de um conjunto de tecnologias – os chamados REDs – que exercem pressões sucessivas no regime estabelecido e o desafiam à medida que se sucede a acumulação de nichos e, assim, o conjunto de tecnologias passa a adentrar o mercado.

2.3. A transição energética enquanto sociotécnica: uma análise multinível

A perspectiva multinível (PMN) se consolidou como um arcabouço teórico para análise de transições para novos tipos de sistemas (energéticos, de mobilidade, habitação, alimentação) que envolvem não apenas inovações tecnológicas, mas também mudanças em práticas de usuários, mudanças culturais, infraestruturas e modelos de negócio (GEELS, 2020).

Conforme discutido, a abordagem setorial de sistemas de inovações apresenta o desenvolvimento do conhecimento como elemento de foco, enquanto a difusão e uso da tecnologia, bem como os impactos e transformações sociais, tornam-se menos discutidos. Por

outro lado, a análise de sistemas sociotécnicos é proposta como uma visão mais ampla da inovação, em que o atendimento de necessidades societárias – como comunicações, transporte, habitação e eletricidade - é o centro da discussão (GEELS, 2004).

O paradigma tecnológico do setor de eletricidade pouco se alterou desde o seu surgimento: geração centralizada e distante dos centros de consumo, com transmissão por linhas extensas de alta tensão e distribuição posterior em linhas de baixa tensão. Com isso, o padrão “geração segue a carga” se manteve estável, em uma estrutura integrada com fluxos de energia unidirecionais e alta previsibilidade do comportamento da carga (CASTRO et al, 2016).

No período recente, iniciou-se uma transformação estrutural com a difusão de REDs e um processo amplo de transição energética, orientada tanto pelo surgimento de novas tecnologias quanto pela necessidade de redução dos impactos ambientais e emissão de GEE. Consideradas as principais inovações para a transição, os REDs contribuem para uma profunda alteração no funcionamento do sistema: modelos de negócio estabelecidos tornam-se pouco lucrativos, concessionárias têm dificuldade para manter sua parcela de mercado, padrões de curvas de carga e preços de eletricidade são modificados, consumidores tornam-se prossumidores⁵ e outras tecnologias, complementares, emergem (MARKARD, 2018).

De forma geral, os REDs são definidos como tecnologias de geração ou armazenamento de energia elétrica localizados nos limites de determinada área de concessão de distribuição, geralmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor⁶. Estes recursos contemplam as tecnologias de geração distribuída (GD), veículos elétricos (VE), armazenamento de energia, resposta da demanda (RD) e eficiência energética (EPE, 2018). A aceleração da difusão destas tecnologias tem se justificado justamente pelo seu potencial disruptivo, associado aos quatro vetores fundamentais da transição energética: descarbonização, descentralização, digitalização e eletrificação (DI CASTELNUOVO; VAZQUEZ, 2018).

A descarbonização é o processo de transição de matrizes energéticas baseadas em combustíveis fósseis para uma maior participação de fontes renováveis. Este fator associa-se, principalmente, à necessidade de mitigação da mudança climática e emissão de GEE. Por sua vez, a

⁵ São denominados prossumidores aqueles consumidores que, dotados de tecnologias de geração distribuída e armazenamento, tornam-se capazes de atuar enquanto produtores de energia para autoconsumo e, eventualmente, injeção na rede.

⁶ Termo frequentemente utilizado pelo corpo técnico do setor elétrico para se referir a aplicações a nível do usuário (distribuído), não da rede de eletricidade (centralizado e, portanto, na frente do medidor).

descentralização é o fator responsável pela mudança do modelo de geração centralizada para um sistema distribuído, com participação ativa dos consumidores, doravante prosumidores.

A digitalização, terceiro fator da transição, possui relação direta com esse processo, à medida que a convergência entre TICs e o setor elétrico viabilizam novas relações entre os agentes no contexto das redes inteligentes. A eletrificação, por fim, está associada à transição nos setores da economia para um maior uso de tecnologias de uso final movidas a energia elétrica, como no caso dos veículos elétricos.

Em conjunto, os desenvolvimentos em tecnologias de geração de energia renovável, redes inteligentes e armazenamento de energia oferecem o potencial de tornar os sistemas de energia mais sustentáveis econômica e ambientalmente, a partir do uso eficiente de fontes energéticas, redes com maior confiabilidade e resiliência em um contexto de crescente participação de recursos distribuídos e maior adaptabilidade às circunstâncias e necessidades do sistema em constante mudança (WINFIELD; SHOKRZADEH; JONES, 2018).

Ao passo que este processo de transição se desenvolve, desafios fundamentais emergem, relacionados tanto a questões técnicas, como a operação de um sistema com menor controlabilidade e previsibilidade associadas à intermitência de fontes renováveis, quanto a políticas públicas e estratégias organizacionais, como o descompasso entre novas tecnologias e o arcabouço institucional e regulatório vigente.

No primeiro caso, a necessidade de flexibilidade no sistema é apontada como um desafio tecnológico fundamental evidenciado pela difusão destas novas fontes renováveis variáveis no setor elétrico, notadamente as gerações solar e eólica. Destaca-se que diversas tecnologias podem atuar como fonte de flexibilidade, como: gerenciamento pelo lado da demanda, interconexões e redes inteligentes, geração flexível e armazenamento de energia (GALLO *et al.*, 2016). A última, no entanto, tem sido correlacionada a um conjunto de funções ao sistema, que se estendem desde a regulação de frequência à postergação de investimentos na rede de transmissão e distribuição.

Ao passo que a transição recente tem se desenvolvido com base em desafios da sustentabilidade (como a mudança climática), o termo “transições sustentáveis” tem sido utilizado para descrever as transições sociotécnicas, por exemplo, nos setores de eletricidade e mobilidade, que estão associados à objetivos sustentáveis. Neste sentido, no que tange aos desafios para a formulação de políticas públicas e estratégias, Markard (2018) destaca cinco características fundamentais de transições sustentáveis:

- i. Políticas públicas desempenham papel central em transições sustentáveis, de modo que embasam as metas de longo prazo e medidas específicas para atingimento dos objetivos de desenvolvimento setoriais;
- ii. Há um alto nível de complexidade e incerteza, dado que problemas de sustentabilidade são frequentemente mal definidos, com soluções e resultados potenciais pouco compreendidos, preferências sociais pouco claras ou diversas e processos políticos e desenvolvimentos tecno econômicos imprevisíveis;
- iii. São carregadas de valores, e dependem de preferências da sociedade por questões econômicas, ambientais ou sociais. Problemas de avaliação são frequentemente observados em trade-offs, como emissão de GEE e riscos da geração nuclear;
- iv. Transições sustentáveis são altamente contestáveis, à medida que criam perdedores e vencedores. Com isso, criam-se intensos debates a respeito da velocidade, escopo e direção da transformação; e
- v. São dependentes do contexto, de modo que podem variar entre diferentes regiões ou setores, em função dos agentes, recursos e práticas envolvidas neste contexto.

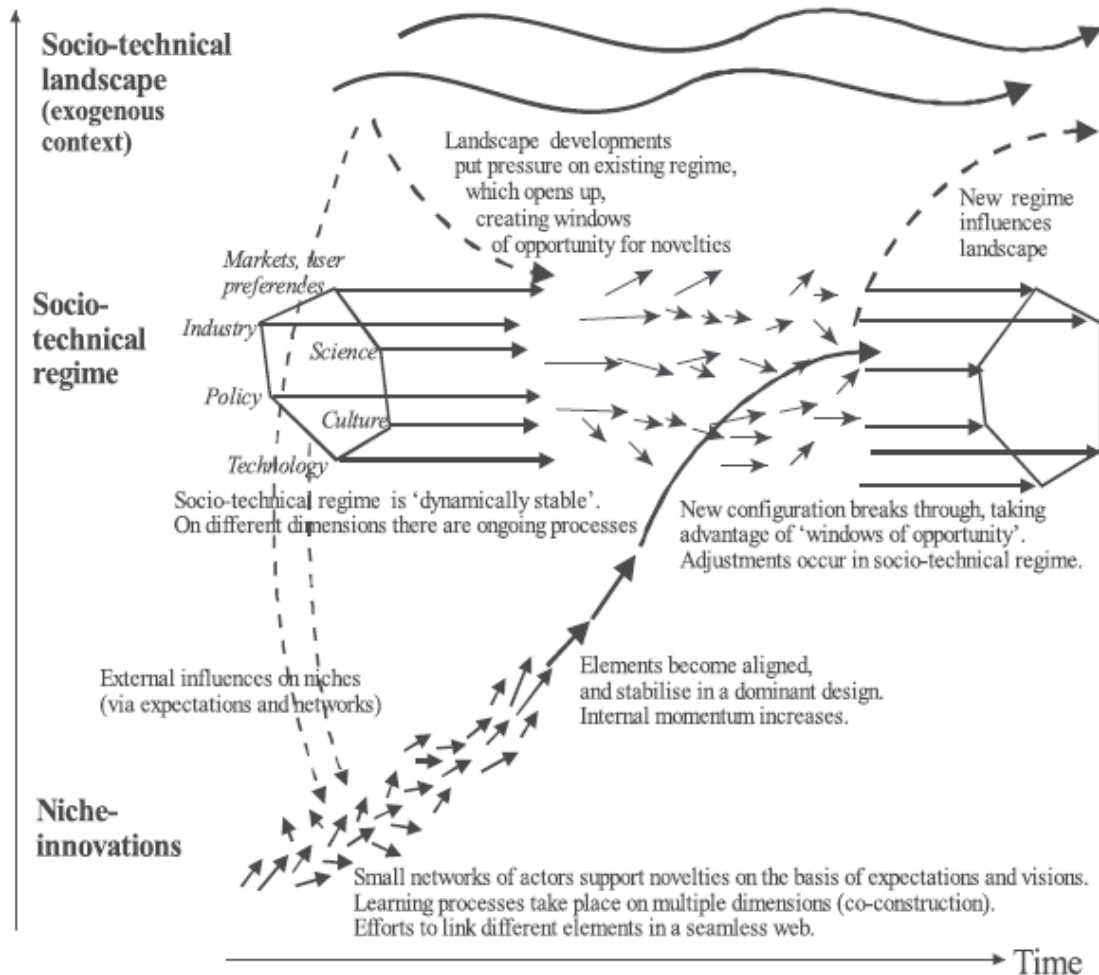
A análise da transição energética enquanto processo sociotécnico perpassa o conceito de coevolução, em que sistemas sociais são modificados por tecnologias, mas, principalmente, as próprias tecnologias são moldadas pela estrutura social e os agentes e instituições que a compõem (GRÜNEWALD et al., 2012; HUGHES, 1986). Sendo assim, a transição tecnológica consiste na mudança de uma configuração sociotécnica para outra, envolvendo não apenas a substituição tecnológica, mas também mudanças em outros elementos (GEELS, 2002).

Os chamados “estudos de transições” integram a ótica da inovação e economia evolucionária, apresentados nas seções anteriores, e aspectos de estudos tecnológicos, sociológicos e históricos. Com isso, são baseados no pensamento sistêmico e na ênfase da interrelação entre mudanças sociais, técnicas, institucionais e políticas, destacando os processos de dependência da trajetória e trancamento tecnológico (MARKARD, 2018).

Sob esta ótica, a PMN, enquanto arcabouço de análise de transições sociotécnicas, estabelece uma interrelação entre inovações radicais, através do conceito de nichos enquanto lócus da inovação; estabilidade dinâmica, que no conceito de regimes sociotécnicos representa a estruturação institucional do sistema; e a influência de contextos mais amplos (ou macrotendências), através da paisagem, que está associada à mudança de longo prazo (GEELS, 2002; 2020). Estes níveis e a forma como os processos de transição se desenvolvem dentro deste arcabouço são descritos na Figura 2 e explorados a seguir.

Figura 2. Perspectiva Multinível de transições

Increasing structuration
of activities in local practices



Fonte: GEELS e SCHOT (2007)

O nível inferior, de nichos tecnológicos, é o ambiente em que inovações radicais emergem e se desenvolvem. Estes nichos atuam como uma incubadora para novas tecnologias, dado que são espaços protegidos de uma seleção de mercado normal e, portanto, não competem com tecnologias estabelecidas. Neste ambiente, redes de agentes suportam a evolução de inovações baseados nas expectativas e processos de aprendizado (GEELS, 2002; GEELS; SCHOT, 2007).

Neste ambiente, a proteção de mercado é geralmente ofertada através de subsídios e políticas públicas ou, ainda, investimentos estratégicos de empresas. Nesse sentido, os nichos são fundamentais para o processo inovativo à medida que permitem que as tecnologias não sejam pressionadas, em um primeiro momento, pelas regras já estabelecidas no regime, de modo que este ambiente é dotado de menor articulação institucional (GEELS, 2004).

À medida que as tecnologias adquirem maturidade, tornam-se economicamente competitivas e se alinham aos interesses dos agentes de mercado, elas evoluem para o regime sociotécnico. Este ambiente, no centro do sistema sociotécnico, é responsável pelo alinhamento do paradigma vigente e a estabilização da trajetória tecnológica através de rotinas, regulações, investimentos e infraestruturas (GEELS; SCHOT, 2007). Dado que o regime é moldado pelas relações entre o conjunto heterogêneo de elementos e a reprodução das rotinas cognitivas dos agentes, este ambiente meso é responsável por atividades inovativas incrementais, que corroboram o paradigma já consolidado; e pela permissão ou restrição à novos comportamentos, moldados pelo arcabouço institucional (GEELS, 2002).

Por fim, no ambiente macro, está a paisagem (ou cenário) sociotécnica, que determina os ciclos de longo prazo associado às trajetórias tecnológicas, moldadas por um conjunto de tendências estruturais. Esta paisagem consiste em uma estrutura externa, ou contexto, em que os agentes interagem. Dentre os elementos que a compõem, estão grandes questões macroeconômicas, políticas ou culturais, como preços de petróleo, crescimento econômico, guerras e problemas ambientais (GEELS, 2002; GEELS; SCHOT, 2007).

Neste caso, a transição energética pode ser considerada uma transição sustentável, associada à objetivos de longo prazo em torno da expansão de fontes de geração renovável, aumento da eficiência energética e descarbonização (MARKARD, 2018). Estes objetivos estão associados à elementos de nicho, como novas tecnologias; de regime, como os impactos do sistema de produção vigente; e de paisagem, como a discussão em torno da mudança climática.

Conforme apontado por Geels (2002), um ponto central na análise de transições tecnológicas é que estas ocorrem como um resultado das interações entre os desenvolvimentos de diferentes níveis. Deste modo, inovações radicais superam o nível de nicho tecnológico à medida que os processos de transformação nos níveis de regime e paisagem criam uma “janela de oportunidade” a partir de tensões no arcabouço consolidado ou mudanças estruturais a nível macro, que pressionam o regime.

Neste caso, inovações de nicho podem ter relações de competição com o regime existente, quando objetivam superá-lo; ou relações simbióticas, se forem adotadas como complemento para melhoria do desempenho ou solução de problemas do regime. A partir da interação entre os agentes, coevolução dos elementos nos diferentes níveis e combinações desses dois critérios, as transições resultam em cinco caminhos potenciais (Quadro 2), que podem ser modificados à medida que o processo se desenvolve (GEELS et al., 2016; GEELS; SCHOT, 2007).

Quadro 2. Trajetórias potenciais de transições sociotécnicas

Tipo	Descrição
Reprodução	Sem pressões a nível macro (paisagem), o regime permanece em sua estabilidade dinâmica (i.e. gerando inovações incrementais) e se reproduzirá automaticamente. Ainda que inovações radicais estejam presentes, elas possuem baixo potencial de consolidação.
Substituição	Se há significativa pressão a nível macro e as inovações de nicho já estão maduras e bem desenvolvidas, então há um salto tecnológico e a tecnologia emergente substitui o regime. Essa trajetória supõe que inovações radicais em nichos permanecem presas a este nível, mesmo que já desenvolvidas, em função da estabilidade e enraizamento do regime.
Transformação	Caso haja uma pressão moderada a nível macro, abrindo oportunidades para mudanças disruptivas, em um momento em que inovações de nicho ainda não estão suficientemente desenvolvidas, os agentes incumbentes responderão com uma alteração em suas trajetórias de desenvolvimento e atividades inovativas.
Reconfiguração	Inovações simbióticas, desenvolvidas em nichos, são inicialmente adotadas no regime como soluções para problemas locais. À medida que integram o sistema, resulta em ajustes adicionais à arquitetura básica do regime. Com isso, um novo regime emerge a partir do anterior, sendo especialmente relevante para sistemas sociotécnicos distribuídos, cujo funcionamento depende de múltiplas tecnologias.
Desalinhamento (e realinhamento)	Se a mudança a nível de paisagem é divergente, ampla e repentina (em uma “avalanche” de mudanças), os problemas crescentes resultam em uma erosão do regime. Eventualmente, um nicho emerge e torna-se dominante, em um processo de realinhamento para um novo regime.

Fonte: Elaboração própria, com base em Geels et al (2016) e Geels e Schot (2007).

Em cada uma destas trajetórias, há uma forma específica sobre como as inovações se difundem e quais seus papéis sobre o regime. Ademais, a arquitetura institucional determina em que medida os impactos podem ser observados. Na substituição, por exemplo, inovações radicais e novas empresas competem com empresas estabelecidas, em um contexto de mudança institucional limitada ou, ainda, novos agentes substituem as empresas incumbentes em um contexto de novas instituições e regras associadas à inovação de nicho. No cenário de transformação, as empresas incumbentes possuem suas rotinas e processos reorientados a partir de inovações incrementais – em face de mudanças institucionais limitadas – ou inovações radicais, a partir da mudança de modelos de negócio e no contexto institucional.

Em um caminho de reconfiguração, as empresas entrantes e incumbentes formam alianças, e as inovações apresentam um efeito cumulativo que modifica a arquitetura do sistema, que pode verificar uma mudança institucional mais limitada ou substancial, envolvendo modificações nos processos operacionais. Por fim, no desalinhamento e realinhamento, as pressões a nível de

cenário levam ao colapso dos incumbentes, resultando em oportunidades para entrantes associadas ao declínio de tecnologias estabelecidas e difusão de múltiplas inovações de nicho, de modo que os choques externos e o contexto de incerteza prolongada resultam na modificação e substituição das instituições (GEELS et al., 2016). Assim, conforme apontado por Freeman e Perez (1988), a disrupção do paradigma vigente e a desestabilização do regime sociotécnico estão associados à choques em larga escala, que frequentemente envolvem crises sociais e econômicas mais amplas.

Apesar das similaridades entre os paradigmas tecno-econômicos, conforme a análise de Freeman e Perez (1988), e o paradigma sociotécnico, inserido na perspectiva multinível proposta por Geels (2002), estes são arcabouços com unidades de análise e objetivos distintos. Assim, em uma comparação entre as teorias, Schot e Kanger (2018) apontam que os paradigmas tecno-econômicos fornecem o que se intitula um meta-regime: um mecanismo de coordenação que provê as interconexões entre tecnologias e indústrias.

Para além disso, e no que tange aos objetivos desta dissertação, uma importante limitação do paradigma tecno-econômico é a ausência, na conceituação das mudanças de paradigma, de uma análise aprofundada acerca de como o paradigma existente é substituído (ou transformado) por um emergente (SCHOT; KANGER, 2018). O Quadro 3 apresenta uma comparação entre as teorias.

Quadro 3. Comparação entre o paradigma tecno-econômico e a MLP

	Paradigma Tecno-econômico	Perspectiva Multinível
Unidade de análise	Paradigmas tecno-econômicos de sistemas interconectados;	Regimes sociotécnicos de sistemas individuais;
Escala temporal	Ciclos de 40-60 anos;	Transições de 50 anos ou mais;
O que é explicado?	Mudança do paradigma;	Mudança para novos sistemas sociotécnicos;
Em termos de quê?	Ações de agentes de capital financeiro e produtivo, intervenção estatal em torno de um elemento crítico;	Interação entre regimes sociotécnicos incumbentes, nichos emergentes e pressões exógenas a nível da paisagem;
Escala geográfica e difusão	Novos paradigmas difundem-se gradualmente do centro em direção a regiões e países periféricos;	Ampliação da sensibilidade à natureza multiescalar das transições;
Papel de eventos exógenos	Não é uma parte integral do arcabouço, embora a formação social dos paradigmas seja ocasionalmente reconhecida;	Parte integral do arcabouço (eventos a nível da paisagem modificam ativamente as dinâmicas do nicho e do regime);

Fonte: Adaptado de Schot e Kanger (2018).

Em uma análise da transição recente e a difusão de tecnologias renováveis, e com base nas dimensões do regime sociotécnico apontadas por Geels (2002), Markard (2018) analisou o setor elétrico enquanto um sistema sociotécnico composto por cinco principais dimensões: tecnologias, organizações, estruturas institucionais, performance setorial e o contexto e interação com setores adjacentes.

Com base nestas dimensões e na evolução recente, a transição energética é observada pela literatura de transições como um processo em duas fases: na primeira, há um rápido aumento da participação de renováveis na matriz, identificada como “*take-off*” ou “decolagem”; seguida de uma fase de transformação rápida, onde as mudanças estruturais ocorrem, denominada “*breakthrough*” ou “salto”. A relação entre as duas fases e as dimensões supracitadas são exploradas no Quadro 4, abaixo.

Quadro 4. Principais diferenças entre as duas fases da transição

Dimensão	Fase 1: Decolagem	Fase 2: Salto
Tecnologia	Surgimento de novas tecnologias renováveis (solar, eólica, biogás); Inovação em uma função central do sistema energético (geração); Tecnologias estabelecidas não são muito afetadas.	Maturidade tecnológica e difusão acelerada de renováveis; Surgimento de novas tecnologias (baterias, redes inteligentes); Inovação em todos os segmentos (geração, transmissão, distribuição e consumo [estocagem]); Declínio de tecnologias de geração estabelecidas (e.g. termelétrica a carvão e nuclear)
Agentes e estruturas organizacionais	Entrada de agentes principiantes e formação de redes de inovação; Resistência de agentes incumbentes, dado que o modelo de negócio consolidado não é ameaçado.	Formação e reestruturação da indústria (e.g. solar e eólica); Grande ameaça à negócios estabelecidos; Aumento dos conflitos entre agentes.
Instituições e políticas públicas	Políticas públicas de apoio à renováveis (como tarifas feed-in ou mecanismos RPS ⁷); Estruturas institucionais estabelecidas são estáveis.	Alteração e redução de políticas de incentivo à renováveis; Políticas de apoio à “integração do sistema” (e.g. incentivos ao armazenamento, modulação da carga);

⁷ A tarifa Feed-In é um incentivo baseado na oferta de contratos de longo prazo a produtores de energia renovável. Já o RPS (Renewable Portfolio Standard) é uma regulação que obriga companhias de eletricidade a produzirem porcentagens crescentes a partir de fontes renováveis.

		Erosão de algumas estruturas institucionais (como centralização), e manutenção de outras (como manutenção de preços baixos).
Performance setorial	Pouco afetada.	Transição afeta o nível de funcionamento do setor (segurança do suprimento, padrões da carga, preços); Integração de fontes intermitentes ao sistema torna-se um desafio.
Contexto e interação com outros setores	Pouco afetado.	Interação com desenvolvimentos em setores correlatos (TICs, transporte); Transição como um mercado para indústrias de tecnologia limpa.

Fonte: Adaptado de Markard (2018).

Deste modo, a primeira fase consiste principalmente no surgimento de tecnologias, ainda pouco maduras e com baixo nível de competitividade, e sua integração ao setor através de projetos piloto e nichos, apoiados por políticas públicas. Na segunda fase, à medida que a difusão das tecnologias fundamentais é acelerada e estas fontes passam a desafiar o paradigma, tecnologias complementares são inseridas como elementos de aumento de escopo e velocidade da transição.

Deste modo, a decolagem trata primariamente do aumento da participação de renováveis e do incentivo à geração centralizada (e.g. GD fotovoltaica), enquanto o salto ocorre de fato à medida que os REDs integram o setor. Questões setoriais como provisão de serviços ancilares⁸, estabilidade do sistema, modificação dos padrões de carga e aumento da demanda de ponta tornam-se amplamente discutidas à medida que a segunda fase se consolida (MARKARD, 2018). A trajetória de reconfiguração, neste caso, é especialmente relevante para a discussão da difusão tecnológica no setor elétrico, dado que pressupõe que o processo de transição sociotécnica resulta não do salto de uma tecnologia, mas de múltiplas inovações sequenciais (GEELS; SCHOT, 2007).

Com isso, a difusão de tecnologias como o armazenamento de energia constitui uma oportunidade de estabilização, em função do número de serviços que estes podem oferecer ao sistema enquanto suporte de operação; e, ao mesmo tempo, de disrupção, dado seu potencial papel na facilitação da transição para a chamada “rede do futuro” (GAEDE; ROWLANDS, 2018).

⁸ Serviços ancilares são aqueles necessários à operação do sistema de transmissão e distribuição, tais como regulação de frequência, controle de tensão e autorrestabelecimento da rede (IRENA, 2019d).

2.4. O armazenamento de energia enquanto inovação de nicho

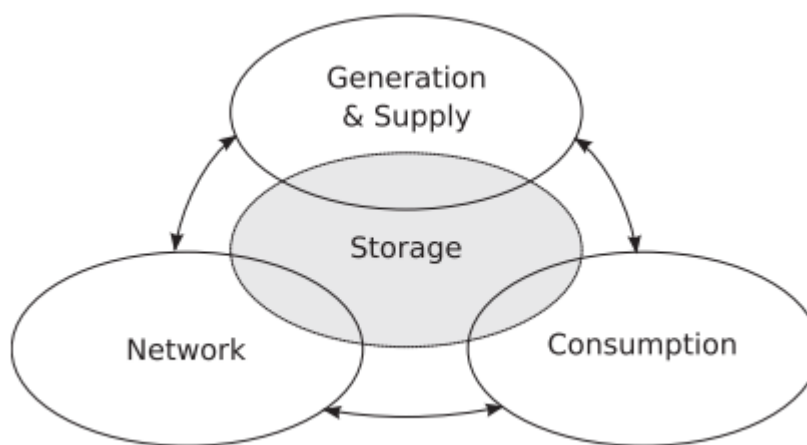
Historicamente, mudanças estruturais a nível do regime sociotécnico estabelecido, resultantes de processo de transformação a nível macro – como a liberalização dos mercados –, modificaram significativamente o papel técnico do armazenamento de energia e o segmento que lideraria seu desenvolvimento (GRÜNEWALD et al., 2012). Os autores apontam que enquanto para algumas tecnologias o regime sociotécnico atua como estabilizador, no caso do armazenamento de energia alterações no regime podem levar a mudanças abruptas em seu papel, em razão da dependência de suas funcionalidades ao contexto em que está inserido. Dessa maneira, novas funções podem surgir - e anteriores desaparecerem - à medida que o sistema passa por transformações.

Em um futuro energético descarbonizado, torna-se evidente que a presença de tecnologias maduras e já estabelecidas, como usinas hidrelétricas reversíveis, tendem a se manter como tecnologias relevantes para o sistema. No entanto, o papel de tecnologias de armazenamento emergentes ainda permanece incerto quanto à aplicação para além de contextos de nichos (TAYLOR et al., 2013). Quando observado sob a ótica das fases da transição apontada por Markard (2018), este é um panorama tradicional do período de decolagem.

Dessa maneira, enquanto as usinas hidrelétricas reversíveis têm apresentado manutenção de seu papel no regime frente a mudanças no cenário (GRÜNEWALD et al., 2012), as baterias eletroquímicas possuem características que levam a um desajuste em relação ao regime sociotécnico vigente. Há, portanto, uma compreensão de que as pressões a nível de cenário, como as preocupações ambientais e condições de mercado, podem criar janelas de oportunidade para a inserção do armazenamento em baterias ao nível de regime (BAUMANN, 2015).

Conforme apresentado na Figura 3, o sistema elétrico apresenta três regimes centrais, com regulações e características particulares: rede, consumo e geração e oferta. As setas representam fluxos físicos, monetários e de serviços, e o regime sociotécnico de armazenamento é apresentado ao centro, uma vez que possui interações com os três regimes. Como as tecnologias de armazenamento não se restringem a um segmento e suas funções se sobrepõem a todos os sub-regimes, estas tecnologias apresentam a capacidade de influenciá-los e de criar ou resolver tensões dentro ou entre eles (GRÜNEWALD, 2012).

Figura 3. Os regimes sociotécnicos no sistema elétrico, com regulações e características distintas



Fonte: GRÜNEWALD et al. (2012)

Dessa maneira, ao contrário de outras tecnologias em torno das quais os sub-regimes existentes evoluíram, as baterias conectadas à rede não representam um subconjunto natural da configuração atual. Tendo em vista seu desajuste em relação ao arcabouço vigente, três especificidades desta tecnologia são premissas fundamentais para sua análise (GRÜNEWALD et al., 2012):

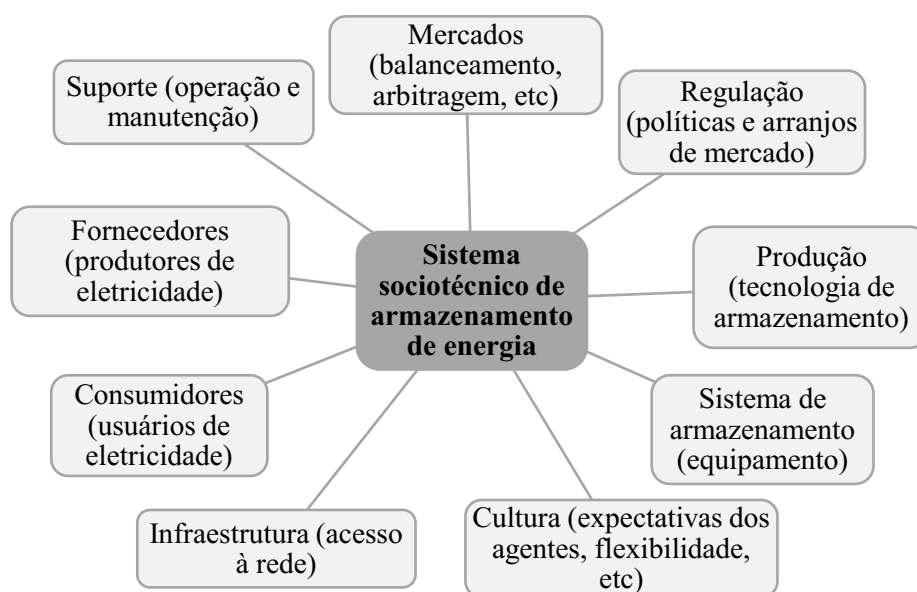
- i. Seu papel enquanto tecnologia facilitadora, com objetivo central de atuar na promoção de uma operação eficiente do sistema;
- ii. Sua dependência do desenvolvimento e difusão de outras tecnologias, dado que suas principais fontes de valor estão na integração com outros REDs e, portanto, não é um candidato a tecnologia dominante; e
- iii. Sua natureza de integração vertical, dado que os serviços prestados por esta tecnologia estão associados aos segmentos de geração, transmissão, distribuição e consumo, o que exige uma perspectiva intersetorial.

Apesar desta segunda característica, em uma análise do potencial das tecnologias de armazenamento de energia na província de Ontario, no Canadá, Gaede e Rowlands (2018) apontam que esta tecnologia se demonstra adaptativa no nível da transmissão. No entanto, os autores analisam que estas possuem potencial de serem disruptivas em sua aplicação atrás do medidor, o que poderia impactar significativamente todo o sistema de eletricidade, reestruturando as bases sobre as quais os diferentes segmentos se desenvolveram, incluindo a transmissão.

Este impacto do armazenamento de energia atrás do medidor demonstra-se relevante a partir da hipótese de que a transição tem se direcionado para a trajetória de reconfiguração, dado que esta é considerada pertinente em sistemas sociotécnicos distribuídos, cuja transição é resultado não do avanço de uma tecnologia, mas de sequências de inovações interligadas (GEELS; SCHOT, 2007).

Nesse contexto, o potencial destas tecnologias é ampliado pela inovação e o progresso técnico, acompanhados de mudanças em todo o sistema sociotécnico. De acordo com Geels (2004), estes sistemas compreendem o processo de produção, difusão e uso da tecnologia, abrangendo as relações entre os elementos necessários para o atendimento às necessidades sociais. A Figura 4 apresenta os componentes de um sistema sociotécnico de armazenamento de energia, que se estendem desde a variável tecnológica até a questões culturais, de oferta e demanda, produção, regulação e mercados.

Figura 4. Componentes de um sistema sociotécnico de armazenamento de energia



Fonte: Adaptado de Grünewald et al. (2012).

Em função da complexidade inerente ao número de agentes envolvidos em um sistema sociotécnico, a emergência de tecnologias enquanto inovações de nicho é um processo variável. Winfield *et al* (2018) destacam que múltiplos mecanismos permitiram o desenvolvimento dos nichos de armazenamento de energia na experiência internacional. Em alguns casos, sua criação resultou de uma atuação governamental através de políticas públicas como iniciativas de P&D ou obrigações contratuais. Em outras situações, concessionárias criaram e nutriram estes nichos de modo consciente, tendo em vista seus objetivos estratégicos e de desenvolvimento.

Dessa forma, sistemas de baterias – e tecnologias de armazenamento, de modo geral – oferecem diversas fontes de valor em toda a cadeia do sistema, influenciando todos os sub-regimes da rede de eletricidade. Torna-se pouco claro, no entanto, como estas tecnologias emergem do nível de nicho enquanto tecnologias cruciais para a integração e operação do sistema, reconfigurando o regime, e qual o papel das políticas públicas neste processo (BAUMANN, 2015; WINFIELD *et al*, 2018). Assim, o impacto da integração das tecnologias de armazenamento à rede, bem como suas características e funcionalidades, são discutidas no capítulo 4.

No capítulo a seguir, à luz dos objetivos da dissertação e do arcabouço teórico aqui delineados, expõe-se brevemente o conjunto de procedimentos metodológicos utilizados na dissertação. Estes procedimentos dividem-se em duas etapas centrais: revisão da literatura e análise dos casos. Na segunda etapa, para além dos critérios de seleção dos casos, justifica-se também a metodologia, com base no referencial teórico analisado, para analisar a trajetória do armazenamento de energia na transição dos casos selecionados.

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O presente trabalho caracteriza-se como uma pesquisa exploratória, de caráter qualitativo, dado que o tema é recente e, portanto, há necessidade de uma maior aproximação e aprofundamento acerca do fenômeno, bem como de desenvolvimento teórico (CRESWELL, 2010). Para tanto, optou-se por realizar um estudo de caso múltiplo, com estados selecionados a partir de sua trajetória de política pública no contexto de avanços regulatórios associados aos RED e o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia. O estudo de caso tem sido uma estratégia amplamente adotada em análises que possuem como foco de interesse fenômenos atuais, que apenas poderiam ser analisados em algum contexto real (GODOY, 1995).

A dissertação foi elaborada em duas etapas: revisão da literatura e análise dos casos. Para a primeira, optou-se por realizar inicialmente uma pesquisa bibliográfica nas seguintes bases de dados: *Scopus* e *Google Scholar*. O objetivo é realizar uma ampla revisão teórica, utilizando as seguintes expressões como palavras-chave: “tecnologia”, “perspectiva multinível”, “mudança tecnológica”, “inovação”, “armazenamento de energia” e “transição energética”. A busca foi ordenada por relevância e teve como prioridade textos mais recentes, considerando artigos, teses e dissertações publicados entre 2015 e 2021.

Como destacado por Alves-Mazzoti (2006, p. 650), o estudo de caso qualitativo é representado por uma “investigação de uma unidade específica, situada em seu contexto, selecionada segundo critérios predeterminados” que, por sua vez, são explícitos para a seleção do caso. Assim, apresenta-se brevemente os critérios que foram estabelecidos como métricas para a seleção dos casos, a partir de um conjunto de países pré-selecionados a partir da busca preliminar na plataforma Scopus.

A busca preliminar teve como objetivo identificar os padrões da produção científica recente em torno das políticas públicas associadas às tecnologias de armazenamento de energia. Para tal, foram estabelecidos os seguintes conjuntos de palavras-chave, com operadores booleanos, restritos aos títulos, palavras-chaves e resumos dos artigos e produções científicas:

- i. "energy storage" OR "batter*" OR "grid-scale storage", visando identificar trabalhos que enfatizassem o armazenamento em pequena ou larga escala, e à frente ou atrás do medidor; e
- ii. "public policy" OR "incentive", com o objetivo de identificar trabalhos restritos à análise de políticas públicas ou incentivos destinados às referidas tecnologias.

com base nos metadados de endereço da pesquisa. Além disso, a análise do conteúdo dos artigos, realizada pelo *bibliometrix*, permite a identificação dos países mais citados na base dados. No entanto, por se basear na contagem de citações ao nome do país em todo o corpo do artigo, pode-se afirmar que os países mais citados estão sujeitos à vieses, dado que o critério de identificação dos países é menos preciso¹⁰. A Tabela 1 apresenta os países em destaque, com base nestes dois parâmetros.

Tabela 1. Países em destaque na análise da literatura

País	Produção científica (Frequência)	Posição entre países mais citados
Estados Unidos	681	1
China	545	2
Reino Unido	188	3
Alemanha	171	4
Austrália	124	7

Fonte: Elaboração própria.

Assim, os países de destaque, com base na pesquisa na base de dados da Scopus, foram pré-selecionados para a análise de critérios de seleção. Além deste, outros quatro parâmetros foram estabelecidos como relevantes para o levantamento da literatura e atendimento aos objetivos da pesquisa. São estes:

- i. **Acessibilidade:** atributo fundamental para o levantamento de dados e documentos oficiais sobre o tema, o critério de acessibilidade refere-se tanto às barreiras de idioma (limitações do autor) quanto de disponibilidade de informações por parte das instituições oficiais do país (também caracterizada como disponibilidade);
- ii. **Nível de análise:** específico à caracterização da governança do país em termos de transição energética. Critério relevante para a definição da unidade de análise (país, região, estado ou local);
- iii. **Energy Trilemma Index:** com base na análise anual¹¹ promovida pelo World Energy Council (WEC, 2020), este critério objetiva prover uma visão geral do país em relação ao processo de transição energética; e

¹⁰ Como não existem metadados disponíveis acerca dos países analisados em cada estudo, o parâmetro de países mais citados utiliza a frequência de citações ao nome do país em todo o artigo. No entanto, por se tratar de uma visão puramente estatística, estes dados são considerados suplementares à análise geográfica, pois podem ser afetados por fatores tais como a afiliação dos autores. Na busca em questão, Irã e Itália aparecem nos países mais citados por serem países de origem de autores correspondentes e/ou com alta colaboração internacional.

¹¹ O Energy Trilemma Index é um índice baseado em três dimensões: segurança energética, igualdade energética e sustentabilidade ambiental, refletindo a performance do sistema energético dos países.

- iv. Projetos em desenvolvimento: com base nos dados do DOE (2021), este critério verifica as perspectivas do país em torno dos SAE, com ênfase em projetos já anunciados, contratados ou em construção.

O primeiro critério, acessibilidade, é eliminatório, pois o idioma ou a disponibilidade de informações são restrições metodológicas relevantes. O segundo critério, por sua vez, refere-se à definição metodológica da unidade de análise. Por fim, dado que todos os casos pré-selecionados possuem, em algum nível, políticas públicas voltadas ao armazenamento de energia, os dois últimos critérios fornecem uma visão geral do processo de transição energética e das perspectivas em torno dos SAE. A Tabela 2 apresenta os resultados em cada um dos critérios.

Tabela 2. Critérios de seleção dos casos

País / Critério	Acessibilidade	Nível de análise	Energy Trilemma Index	Projetos em desenvolvimento (kW)
Estados Unidos	Sim	Federal e estadual	9	8.806.862
China	Não	Federal	55	278.600
Reino Unido	Sim	Federal	5	357.840
Alemanha	Não	Federal	7	323.210
Austrália	Sim	Federal e estadual	25	396.690

Fonte: Elaboração própria, com base em World Energy Council (2020) e DOE (2021).

Assim, com base nos resultados e nos critérios estabelecidos, China e Alemanha foram os casos eliminados a partir da acessibilidade e disponibilidade. Os casos dos EUA, Reino Unido e Austrália, por sua vez, foram analisados com base nos demais critérios. Ainda que o Reino Unido apresente um resultado superior a ambos os casos no Energy Trilemma Index, verifica-se que os EUA se destacam em termos de projetos, enquanto a Austrália aparece em segundo lugar.

No entanto, um elemento crítico para a definição dos casos a serem analisados é o nível de análise. Os EUA e a Austrália apresentam, de forma similar, estados com forte autonomia em torno do estabelecimento de metas para a transição energética e políticas em torno do armazenamento de energia. Assim, os estados seriam unidades de análise relevantes para a difusão dos SAE a nível de nicho, enquanto, no âmbito federal, a análise se concentra na definição do arcabouço regulatório.

Nos EUA, o estado da Califórnia é líder no desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia, com 215 projetos operacionais e 4,2 GW de capacidade instalada (cerca de 20% da capacidade nacional), seguida do Havaí, Nova Iorque e Texas (CENTER FOR SUSTAINABLE SYSTEMS, 2020). Na Austrália, por sua vez, o estado de South Australia, em comparação aos demais estados do National Energy Market, destaca-se tanto pela capacidade instalada de baterias distribuídas (cerca de 40% do total), quanto pela difusão de projetos em larga escala (AEMO, 2021). Assim, estes dois casos foram selecionados como casos que, a partir das similaridades em torno das políticas públicas e trajetórias, são identificados como uma replicação literal, dado que estão associados à resultados similares (YIN, 2018).

Para a realização do estudo de caso múltiplo, foram utilizadas como fontes primárias os relatórios, dados oficiais e legislações dos governos da Califórnia e de South Australia. Como fontes secundárias, foram realizadas como pesquisas nas bases de dados apontadas anteriormente, incluindo as palavras-chave “Califórnia”, “Estados Unidos”, “South Australia”, “Austrália”, “armazenamento de energia” e “políticas públicas”, bem como suas traduções em inglês.

A análise do estudo de caso está ancorada na literatura descrita no referencial teórico, a fim de que os resultados aqui apresentados forneçam as evidências para a descrição da trajetória da tecnologia de armazenamento em direção ao regime. Assim, as seções referentes ao estudo de caso foram estruturadas com base no arcabouço teórico evolucionário e na perspectiva multinível, segundo os quais a formulação da trajetória do processo de transição energética parte de uma abordagem composta por três elementos (FOXON, 2011):

- i. Caracterização do regime setorial energético existente, suas tensões internas e as pressões do cenário (contexto macro) sobre este regime;
- ii. Identificação dos processos dinâmicos a nível de nicho; e
- iii. Especificação das interações que dão origem ou influenciam de maneira significativa a trajetória da transição energética.

Adicionalmente, optou-se por uma abordagem de comparação de políticas públicas, com base no trabalho de Winfield, Shokrzadeh e Jones (2018). Os autores partem da perspectiva multinível como abordagem teórica para analisar o desenvolvimento de políticas voltadas ao armazenamento de energia no Canadá, Estados Unidos e União Europeia, a nível federal e em estados selecionados. A partir de pesquisas preliminares, identificou-se que os casos eram ativos na formulação de políticas e desenvolvimento de tecnologias de armazenamento e promoveu-se uma análise dos casos e de cada jurisdição com base nos seguintes fatores:

- a) Políticas articuladas e objetivos voltados para o armazenamento de energia;
- b) Principais atores institucionais e societários em torno do armazenamento de energia;
- c) A estrutura dos sistemas de eletricidade (por exemplo, liberalizados, semi-liberalizados ou monopólios);
- d) Iniciativas e políticas específicas com objetivo de facilitar o desenvolvimento das tecnologias de armazenamento, como na criação de nicho; e
- e) Iniciativas voltadas para facilitar a aplicação de tecnologias de armazenamento de energia a nível comercial ou da rede, em uma transição de nicho para regime.

Partindo desta construção metodológica e tendo em vista o objetivo central do presente trabalho, os casos da Califórnia e South Australia são analisados com base nos elementos determinantes para a transição das tecnologias de armazenamento de nível de nicho para regime, destacando seus impactos sobre o regime sociotécnico vigente. Para tal, são fatores centrais para a primeira etapa de análise:

- a) Políticas públicas, metas ou objetivos em torno do desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia;
- b) Principais instituições e agentes inseridos na difusão da tecnologia;
- c) Iniciativas e políticas específicas para a integração da tecnologia de armazenamento de energia nos mercados de eletricidade vigentes, em um contexto de manutenção do regime sociotécnico; e
- d) Iniciativas e políticas voltadas para a alteração de mecanismos ou regulações, com o objetivo de introduzir a tecnologia de armazenamento a nível comercial ou da rede, em um processo de reconfiguração do regime sociotécnico.

A partir deste enquadramento do arcabouço de políticas públicas voltadas para as tecnologias de armazenamento de energia, empreende-se uma segunda análise dos casos selecionados, cujo objetivo é identificar os elementos que fundamentam o desenvolvimento destas tecnologias a nível de nicho e sua difusão em direção ao regime sociotécnico, tais como:

- a) Funções desempenhadas pelas tecnologias de armazenamento de energia ao sistema;
- b) Impactos da difusão da tecnologia de armazenamento nos papéis dos agentes e o surgimento de novos negócios; e
- c) Impactos desta tecnologia sob o sistema elétrico em transição.

Assim, com base no referencial teórico analisado previamente, faz-se necessário um aprofundamento acerca do papel do armazenamento de energia no contexto da transição energética. O capítulo seguinte busca apresentar, em linhas gerais, o referencial técnico e econômico acerca desta tecnologia, enfatizando suas potencialidades com base na visão sistêmica já delineada. A partir desta análise tecnológica a nível global, identificando os elementos que tornam os SAE uma importante inovação para a transição em curso, parte-se para o estudo de caso, dividido em dois capítulos.

4 O ARMAZENAMENTO DE ENERGIA SOB A ÓTICA SISTÊMICA: TECNOLOGIAS E POTENCIALIDADES

O armazenamento de energia tem sido considerado uma tecnologia prioritária para a inovação e transformação do setor elétrico (CASTAGNETO GISSEY; DODDS; RADCLIFFE, 2018; ZAME *et al*, 2018). No contexto da crescente inserção de fontes de energia renováveis e do processo de transição energética, o conjunto de tecnologias de armazenamento de energia vem adquirindo importância e complexidade, em função dos inúmeros serviços que estas podem oferecer ao sistema. Adicionalmente, a redução de custos, a necessidade de fontes de flexibilidade e a aceleração do processo de difusão de veículos elétricos conferem a estas tecnologias maiores níveis de competitividade.

O desenvolvimento de tecnologias avançadas de armazenamento de energia e a retomada, nas últimas décadas, do interesse por tecnologias já consolidadas – como usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) – apresentam uma oportunidade de análise da formação dos nichos e da transição destes para o regime sociotécnico. Sendo assim, múltiplos mecanismos voltados para a criação do nicho de armazenamento de energia surgiram em diversos modelos de mercado, mas a transição deste nível para este regime permanece incerta (WINFIELD; SHOKRZADEH; JONES, 2018).

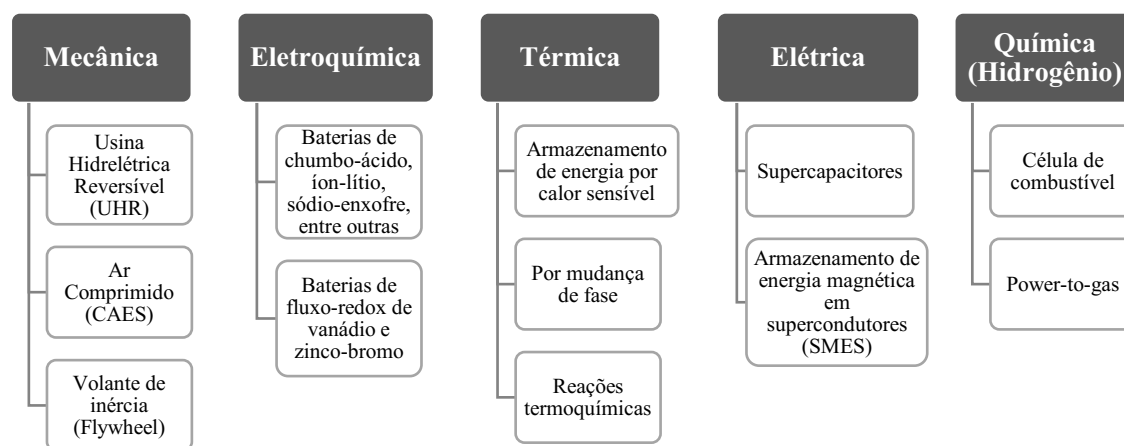
De fato, a relação entre os papéis desempenhados pelas diferentes tecnologias de armazenamento e a configuração sociotécnica indicam que a integração destas tecnologias pode enfrentar obstáculos à sua correta remuneração ou alocação, associados à inércia do regime tecnológico. Contudo, estas tecnologias se apresentam como inovações com potencial de transformação e, eventualmente, reconfiguração deste regime (WINFIELD; SHOKRZADEH; JONES, 2018). A presente seção apresenta em linhas gerais o desenvolvimento das tecnologias de armazenamento de energia, sua integração ao setor elétrico atual e seus impactos na transformação para a rede do futuro.

4.1. Histórico e desenvolvimento das tecnologias de armazenamento de energia

O armazenamento de energia refere-se à capacidade de estocar energia elétrica e despachá-la em momentos de maior demanda. Esse processo envolve a conversão da eletricidade para outras formas de energia, nas quais a estocagem é facilitada, e sua posterior reconversão para energia elétrica (OFGEM, 2019; IRENA, 2020). Conforme destacado por IEA (2020), o armazenamento de energia não é uma tecnologia recente, e tem desempenhado uma parte importante nos sistemas elétricos, sobretudo sob a forma de UHR.

No entanto, à medida que a relevância do armazenamento é ampliada no setor elétrico e a instalação de UHRs enfrenta limitações geográficas, novas tecnologias de armazenamento – sobretudo baterias –, têm se consolidado como opções primárias (IEA, 2020). Assim, os SAE têm passado por melhorias contínuas ao longo dos anos até atingir seu nível atual de desenvolvimento, onde diversos tipos de estocagem já são considerados maduros do ponto de vista técnico (KOOHI-FAYEGH; ROSEN, 2020). Sob esta análise do tipo de estocagem – ou forma de energia armazenada –, as tecnologias de armazenamento aplicáveis em larga escala podem ser classificadas em cinco grupos, um dos quais inclui as baterias, conforme apresentado na Figura 6.

Figura 6. Classificação das tecnologias de armazenamento de energia



Fonte: Adaptado de MassCEC e DOER (2016).

O armazenamento mecânico, incluindo as UHR, é o tipo de estocagem mais antiga, com maior maturidade (ADB, 2018). Nesta tecnologia, quando a demanda por eletricidade é baixa, a energia elétrica é convertida em mecânica, através de energia potencial, cinética ou, até mesmo, gás pressurizado. Segundo Olabi *et al* (2021), uma das principais vantagens desta tecnologia é a rápida transformação de energia elétrica em mecânica.

Por outro lado, por serem tecnologias maduras e com alta especificidade locacional, há baixo potencial para redução dos custos de UHR, além destas usinas não possuírem a modularidade que caracteriza as tecnologias de armazenamento recentes (IRENA, 2017). Não obstante, os potenciais impactos ambientais associados aos projetos de UHR, bem como os elevados custos de investimento iniciais são consideradas desvantagens desta tecnologia (KOOHI-FAYEGH; ROSEN, 2020).

Paralelamente, ainda que a instalação de novas plantas UHR tenham verificado um declínio no início da década de 1990 em função das características já citadas – notadamente a preocupação

ambiental e a dificuldade de locais favoráveis à construção –, nos últimos anos novos projetos foram anunciados como resposta às projeções para o desenvolvimento de fontes de energia renováveis e as mudanças nos mercados de eletricidade (ZAKERI; SYRI, 2015). Como característica comum a estes projetos recentes está a incorporação de soluções inovadoras para superar os desafios locacionais e de custos.

Logo após as UHR, os SAE por ar comprimido (CAES) são a segunda tecnologia com maior maturidade e viabilidade comercial em larga escala (ZAKERI; SYRI, 2015). Neste sistema, o armazenamento ocorre a partir de compressão do ar em cavernas subterrâneas, que é liberado durante a injeção da energia na rede (OLABI *et al*, 2021). No caso do volante de inércia (*flywheel*), terceiro tipo de armazenamento mecânico analisado, a energia é armazenada na forma cinética através da rotação de uma massa em alta velocidade. Ainda que historicamente estes sistemas tenham sido empregados para armazenar energia em locomotivas elétricas, o interesse no emprego de volantes de inércia como baterias estáticas se destaca no período recente (GUNEY; TEPE, 2017).

Ao contrário do CAES e das UHR, a tecnologia *flywheel* e suas aplicações recentes possui menor maturidade tecnológica, em fase inicial de comercialização. Além disso, uma diferenciação central desta tecnologia em relação aos demais tipos de armazenamento mecânico é o impacto ambiental, que no caso do volante de inércia é considerado nulo (WEC, 2020).

Outra tecnologia com significativa maturidade tecnológica e impacto ambiental moderado é o armazenamento térmico, frequentemente utilizado em edifícios residenciais e industriais, sobretudo em processos de aquecimento e resfriamento. Estes sistemas armazenam o calor ou frio em tanques ou meios de estocagem específicos, sob diferentes condições como temperatura, local e energia (GUNEY; TEPE, 2017; WEC, 2020; OLABI *et al*, 2021).

Os supercapacitores são o método mais direto de estocagem de energia elétrica e, enquanto tecnologias de armazenamento elétrico emergentes, com alta eficiência e impacto ambiental nulo, se caracterizam pela possibilidade de inúmeros ciclos de carga e descarga com elevada eficiência. Ao mesmo tempo, ofertam rápida resposta, tornando-se excelentes candidatos à redução de flutuações de frequência no curto prazo (WEC, 2020; OLABI *et al*, 2021).

Por outro lado, o armazenamento químico está associado ao uso de eletricidade para produção de um químico que, posteriormente, pode ser convertido em combustível. O hidrogênio (H₂) é um exemplo desta tecnologia, baseado na conversão química da eletricidade em H₂, cujo impacto ambiental depende do processo de produção utilizado para o H₂. Ainda que em fase de

demonstração, o H₂ tem sido considerado um importante vetor energético para o setor em transição, de modo que o armazenamento químico tende a apresentar rápido desenvolvimento nos próximos anos (WEC, 2020).

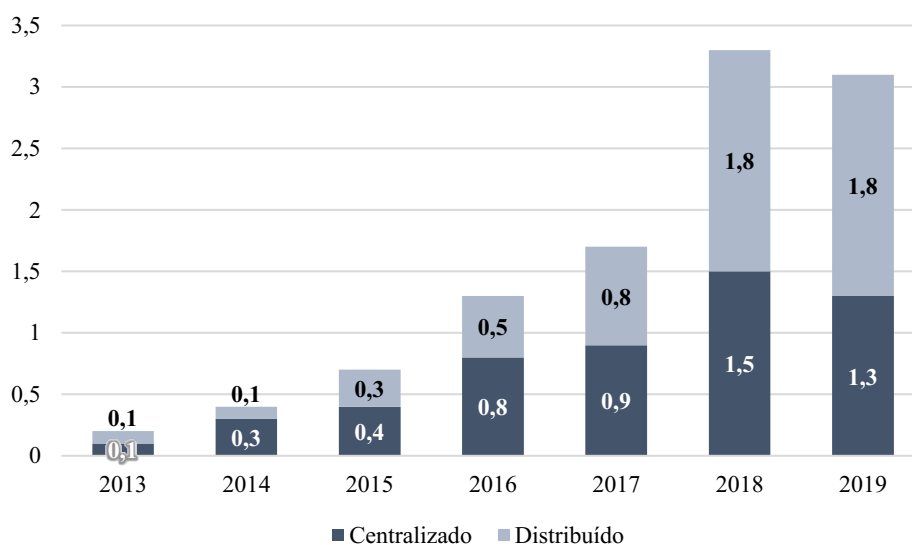
No período recente, a difusão acelerada de dispositivos de TICs integrados ao setor de eletricidade e de veículos elétricos têm ampliado a produção em massa de baterias de lítio, resultando na redução de custos e no aumento da demanda por SAE a baterias. Estes sistemas convertem energia elétrica em energia química e vice-versa, e sua performance pode ser definida pela sua potência, tempo de uso e densidade energética (ADB, 2018).

Conforme apontado por WEC (2020), as tecnologias de armazenamento eletroquímico (notadamente baterias de sódio-enxofre, íon-lítio e fluxo redox) já estão em estágio de comercialização, e apresentam o maior conjunto de aplicações e benefícios já provados no sistema elétrico. No entanto, a necessidade de estudos futuros acerca da capacidade, tempo de vida e segurança de alguns sistemas de armazenamento, como os eletroquímicos. Somados à crescente demanda por SAE com alta eficiência e custos reduzidos em função dos avanços tecnológicos, estes estudos devem fomentar o desenvolvimento e aplicação destas tecnologias em larga escala (OLABI *et al*, 2021).

Para além das características técnicas, as tecnologias também podem ser observadas quanto às aplicações, em que os SAE são frequentemente diferenciados em dois tipos: na frente do medidor (ou centralizado) e atrás do medidor (ou distribuído). Como já mencionado, enquanto no primeiro as tecnologias são alocadas às subestações de transmissão e distribuição ou à ativos de geração, na aplicação distribuída as baterias são integradas às unidades consumidoras (residenciais, comerciais ou industriais) (IRENA, 2019a).

Os SAE distribuídos são associados, de modo geral, a baterias eletroquímicas, uma tecnologia significativamente madura, utilizada há mais de um século em produtos industriais portáteis, em aplicações na rede elétrica e, mais recentemente, em veículos elétricos (BAUMANN, 2015). Nos últimos anos, esta aplicação tem superado os sistemas centralizados em termos de adição anual de capacidade instalada (Gráfico 1), em função de sua flexibilidade locacional e de tamanho (IRENA, 2019b).

Gráfico 1. Evolução da adição anual de capacidade em SAE (em GW), 2013-2019



Fonte: Adaptado de IEA (2020)

Segundo dados da IEA, as UHR representaram mais de 90% do armazenamento global em 2019, com capacidade total de 160 GW (IEA, 2020). A análise do banco de dados do Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE)¹² de projetos de armazenamento de energia anunciados e desenvolvidos globalmente corrobora esta participação: 95% dos projetos referem-se a UHR, enquanto os demais, cerca de 10 GW, referem-se principalmente a baterias, armazenamento eletromecânico (CAES e Flywheel) e térmico (DOE, 2021).

A análise da IRENA (2017) aponta que nenhum desenvolvimento tecnológico é esperado em termos de custo de instalação, estrutura ou eficiência das UHR, de modo que o desempenho técnico e econômico destes sistemas permanece inalterado entre 2016 e 2030. Um cenário similar é apontado para outras tecnologias de armazenamento mecânico, como por ar comprimido (CAES). Por outro lado, as baterias de íon-lítio já vêm apresentando queda acelerada de custos, principalmente em função do aumento da densidade energética e a consequente redução da participação dos materiais.

Além disso, dois movimentos têm influenciado esta redução: a demanda por veículos elétricos – que verificaram uma queda de 73% nos custos das baterias entre 2010 e 2016 –, e o desenvolvimento de políticas públicas para adoção de sistemas de armazenamento residencial. Neste último, um exemplo é o caso da Alemanha: políticas de apoio ao desenvolvimento de

¹² O banco de dados do U.S. Department of Energy (DOE) (<https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database-home/>) reúne mais de 1.600 projetos de armazenamento em todo o mundo. Os dados apresentados referem-se à lista de projetos atualizada em 17/11/2020.

SAE de pequena escala, a partir de 2013, resultaram em uma redução média de 60% nos custos de instalação entre o último trimestre de 2014 e o primeiro de 2017 (IRENA, 2017).

Deste modo, em função da diversidade de tecnologias de armazenamento e aplicações ao setor elétrico, bem como a rápida redução de custos de baterias de íon-lítio, esta participação majoritária das UHR tende a ser reduzida pelo armazenamento eletroquímico. Conforme apontado por Rahman *et al* (2020), apesar do papel dominante das UHR, o armazenamento eletroquímico tem crescido de forma significativa, com as baterias de íon-lítio de forma mais acelerada, seguida pelas baterias de sódio. A Tabela 3 apresenta uma comparação acerca do tempo de vida útil, ciclo de vida, custo e eficiência de dois tipos de baterias (íon-lítio e sódio-enxofre) e de duas tecnologias de armazenamento mecânico (Flywheel e UHR), com base nas projeções do cenário de referência da IRENA para 2030.

Tabela 3. Características técnicas e custos de diferentes tecnologias, 2016 - 2030

Tipo	Ano	Vida útil (anos)	Ciclo de vida (carga e descarga)	Custo de instalação (USD/kWh)	Eficiência (%)
Alta temperatura	2016	17	5.000	368	80,0
(Sódio-enxofre)	2030	24	7.500	162	85,0
Ion-lítio	2016	12	2.000 - 2.500	420 - 578	92,0 – 95,0
(LFP; NMC/LMO)	2030	18	3.819 - 4.774	167 - 224	94,0 – 97,0
Mecânica	2016	20	200.000	3000	84,0
(Flywheel)	2030	30	302.518	1959	87,0
Mecânica	2016	60	50.000	21	80,0
(UHR)	2030	60	50.000	21	80,0

Fonte: Adaptado de IRENA (2017).

A análise de indicadores como custo de instalação e vida útil refletem a participação majoritária das UHR como solução com maior maturidade econômica e tecnológica. Por outro lado, apesar destes indicadores favoráveis, sobretudo em relação ao tempo de vida útil, a flexibilidade operacional é determinante para o rápido crescimento de sistemas de baterias (RAHMAN *et al*, 2020).

De forma similar, Saboori *et al* (2017) analisa que os avanços em termos de capacidade, densidade energética, eficiência e impacto ambiental das baterias as tornam a tecnologia de armazenamento com maior potencial para integração às redes de distribuição. Com isso, além das aplicações distribuídas, as baterias também se destacam nas aplicações centralizadas, sendo considerada a tecnologia de armazenamento com maior potencial de disrupção da configuração setorial.

O indicador de ciclos de carga e descarga é um relevante elemento associado à análise das especificações tecno econômicas sob a ótica do custo do ciclo de vida (LCC, do termo em inglês *life cycle cost*), indicada pelo DOE (2013) como um dos focos para a superação da barreira de competitividade econômica dos SAE para uso em larga escala. Além disso, a análise LCC possui direta relação com as aplicações destes sistemas, em que se destacam três usos já consolidados: estocagem de energia em grandes quantidades, serviços de apoio à transmissão e distribuição (T&D) e regulação de frequência (ZAKERI; SYRI, 2015).

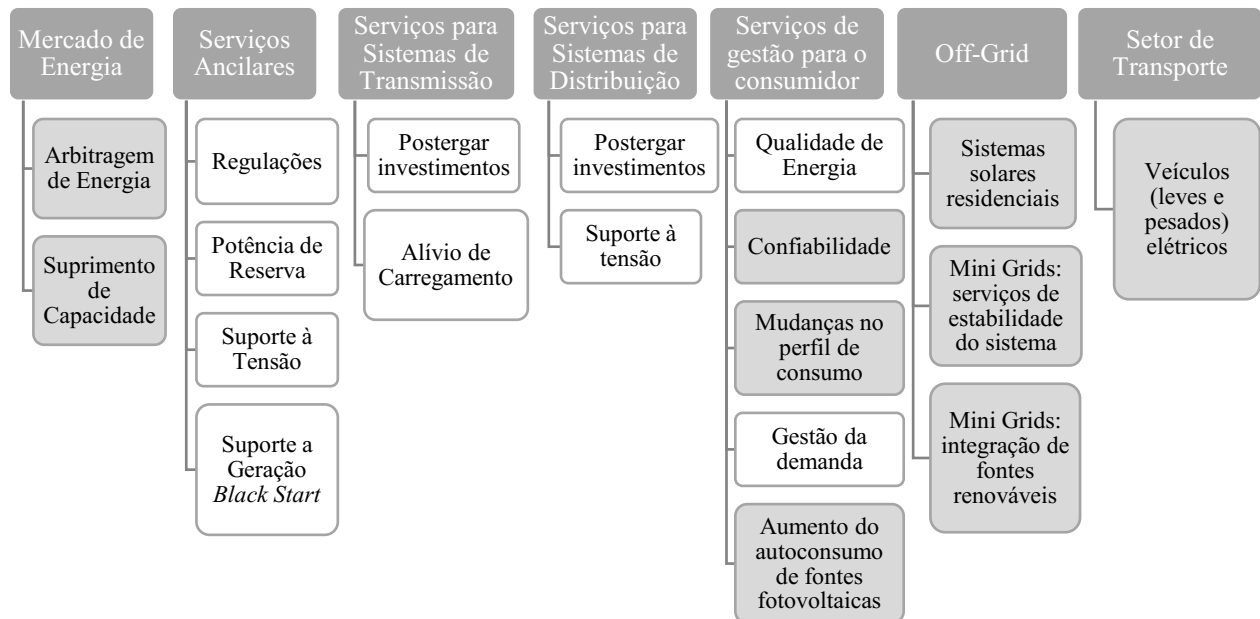
Conforme apontado por Zakeri e Syri (2015), as características econômicas das tecnologias de armazenamento ainda estão pouco claras aos principais stakeholders setoriais¹³ em função da ausência de adoção comercial e em larga escala da maioria das tecnologias. Assim, os autores analisam, com base na literatura, que a ausência de informações adequadas em torno da economicidade de SAE centralizados é um dos maiores obstáculos ao desenvolvimento de modelos de negócio, estruturas de propriedade e estratégias regulatórias associadas (ZAKERI; SYRI, 2015, p. 570).

O principal motivador para o desenvolvimento inicial de SAE distribuídos foi a atuação destes na provisão de energia de back-up, fornecendo eletricidade em caso de interrupções na rede. No entanto, a evolução do setor elétrico e das tecnologias de armazenamento evidenciaram o papel dos SAE em sua aplicação atrás do medidor, fornecendo serviços não apenas aos consumidores, mas também ao sistema como um todo (IRENA, 2019b).

Assim, apesar de serem frequentemente apresentados como provedores de flexibilidade, os SAE têm despertado crescente interesse em operadores e reguladores do sistema dado o amplo escopo de suporte técnico que oferecem à rede (BOECK DAZA; SPERANDIO, 2019). Dentre as possibilidades, estão a aplicação no mercado de capacidade e serviços ancilares, rede de transmissão e distribuição, gestão do consumo, funções fora da rede e no setor de transportes (Figura 7).

¹³ Dentre os quais são citados os analistas do sistema elétrico, fornecedores de energia, operadores da rede e formuladores de políticas públicas (ZAKERI; SYRI, 2015, p. 570).

Figura 7. Gama de serviços que podem ser oferecidos por SAEs (em cinza associados a fontes de energia renováveis)



Fonte: Adaptado de IRENA (2017).

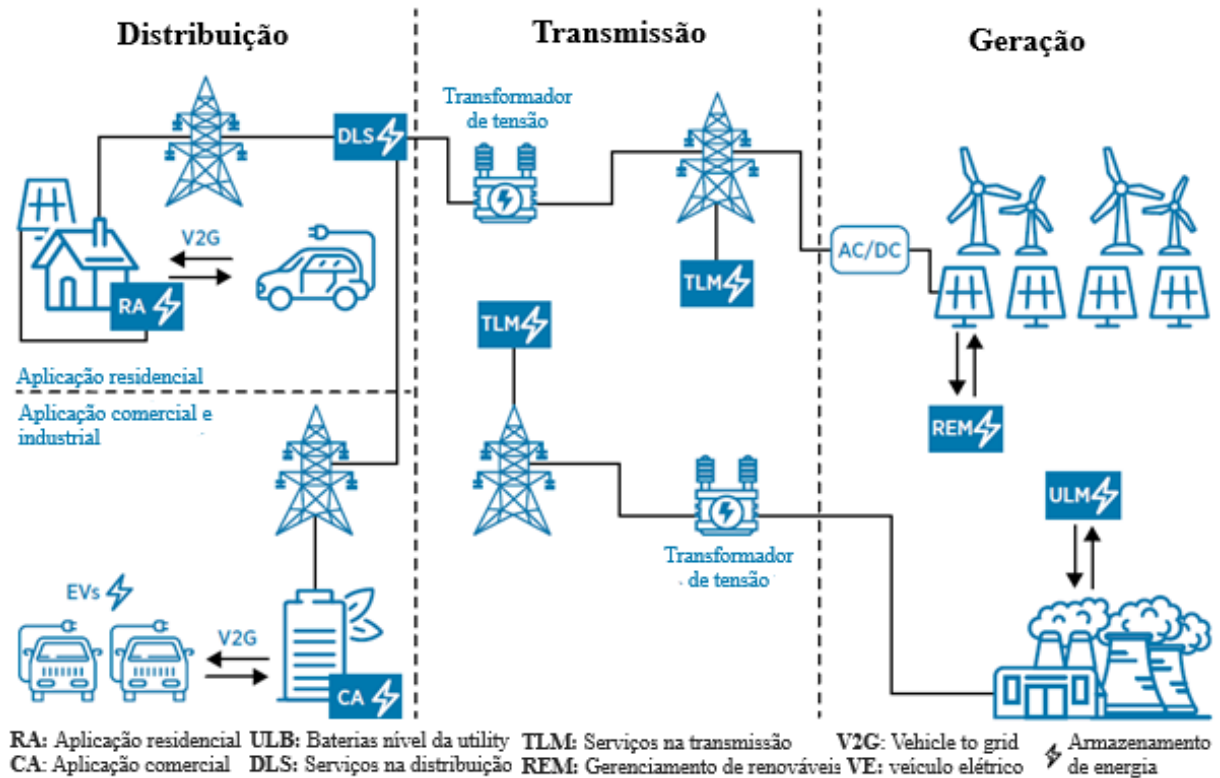
Uma característica técnica fundamental para a diferenciação das tecnologias sob a ótica dos serviços prestados é o tempo de descarga. Como verificado por WEC (2019, p. 11), serviços de apoio à rede, balanceamento do sistema, redução do pico e deslocamento da carga exigem tecnologias com capacidade de resposta de curto ou médio prazo, em um tempo de descarga que varia de segundos a minutos até o período de um dia. Por outro lado, a prestação de serviços de armazenamento sazonal, por exemplo, está associada a uma descarga de longo prazo, que varia de um período de uma semana até meses.

Não obstante, o ponto de interconexão do sistema em que o SAE é inserido também se caracteriza como elemento central para definição da gama de serviços prestados. Quando conectado à rede de transmissão, o armazenamento pode atuar como facilitador da ampliação da participação de renováveis e atuar dos mercados de energia e serviços ancilares. Por outro lado, conectado à rede de distribuição, além destes serviços os SAE podem também atuar na ampliação da qualidade do fornecimento e confiabilidade da rede, postergação de investimentos e integração de fontes renováveis (IRENA, 2020, p. 23).

Ao nível do consumidor, atrás do medidor, as aplicações são ainda mais diversificadas, atuando no gerenciamento da demanda, participação nos mercados de energia e serviços ancilares

através de agregadores¹⁴ e ampliação do autoconsumo (IRENA, 2020). A Figura 8 apresenta a relação do armazenamento de energia em diferentes níveis do sistema elétrico.

Figura 8. Aplicações do armazenamento de energia em diferentes níveis da rede



Fonte: Adaptado de IRENA (2020).

Em uma análise do desenvolvimento dos SAE no contexto internacional, através de entrevistas com stakeholders setoriais, o World Energy Council (WEC) identificou que, ainda que o armazenamento distribuído (atrás do medidor) tenha sido historicamente associado à lógica de autoconsumo, o desenvolvimento desta aplicação no período recente tem sido motivado pela oportunidade de prestação de serviços sistêmicos. Não obstante, ainda que as *utilities* sejam relacionadas majoritariamente a projetos centralizados, há um crescente envolvimento destes agentes com projetos atrás do medidor para fornecimento de soluções às redes de transmissão e distribuição (WEC, 2020, p. 22).

Atualmente, as principais barreiras ao desenvolvimento em larga escala de sistemas de armazenamento de eletricidade são o alto investimento inicial e os custos de operação e manutenção (OLABI *et al*, 2021). Conforme apontado por Rahman *et al* (2020), a

¹⁴ A atividade de agregação é considerada um modelo de negócio inovador associado à emergência dos REDs. Estes agentes atuam na operação conjunta de diversos recursos distribuídos, atingindo uma capacidade (em tamanho) similar a de um gerador convencional, para participação em mercados de energia, capacidade e serviços ancilares. Frequentemente, os agregadores são também chamados de usinas virtuais (ou *virtual power plants*) (IRENA, 2019c).

implementação de SAE depende de variáveis como localização, fonte de eletricidade e os custos associados. Nesse caso, em função das incertezas quanto às tecnologias recentes, os autores apontam que as UHR dominam o mercado de armazenamento agora e em um futuro próximo, ainda que a participação de sistemas eletroquímicos e, especificamente, o uso de baterias de íon-lítio esteja crescendo de forma acelerada (RAHMAN *et al*, 2020).

Os projetos de armazenamento catalogados no Global Energy Storage Database (DOE, 2021) destacam a participação das diferentes tecnologias na capacidade instalada mundial e os serviços que são prestados por cada tipo de SAE. Destaca-se que todos os projetos possuem como finalidade algum tipo de resposta da demanda e o suporte à geração *black-start* (ou autorrestabelecimento da rede). Por outro lado, as especificidades das tecnologias são também identificadas: projetos associados à SAE eletroquímicos possuem maior variedade de serviços prestados, enquanto projetos de UHR estão todos associados ao mesmo conjunto restrito de serviços.

Ademais, conforme já mencionado, as UHR são a forma de armazenamento predominante em termos de capacidade. No entanto, em relação ao número de projetos, o armazenamento eletroquímico destaca-se com cerca de 60% do total, enquanto as UHR representam 20% da amostra histórica (DOE, 2021). A Tabela 4 apresenta o quantitativo total de projetos por tecnologia a nível mundial.

Tabela 4. Quantitativo de projetos de armazenamento por tecnologia

Tipo de tecnologia	Nº de projetos
Eletroquímica	1.031
Eletromecânica (CAES e Flywheel)	78
Hidrogênio	13
UHR	351
Térmico	220
Total	1.693

Fonte: Elaboração própria, com base em DOE (2021).

Avanços adicionais no que tange à engenharia de materiais podem levar a um aumento na densidade dos SAE, elemento crucial para o aumento da autonomia de veículos elétricos e competitividade em relação à veículos convencionais, bem como a redução do custo para aplicações dos SAE a nível de operação da rede (KITNER; LILL; KAMMEN, 2017). Assim, uma das chaves para avanços nas tecnologias de armazenamento está tanto na descoberta de novos materiais, quanto na maior compreensão de como materiais existentes e emergentes funcionam (GUNEY; TEPE, 2017).

Com base nas perspectivas de redução de custos e de avanços técnicos, Gaede e Rowlands (2018) afirmam que tecnologias recentes, menos maduras e com aplicações diversificadas têm suscitado um amplo conjunto de políticas de incentivo. Em função dos diferentes objetivos dos formuladores de políticas públicas e das incertezas associadas ao desempenho destas tecnologias, espera-se que o crescimento no mercado de armazenamento de energia até 2030 não ocorra com base em uma única tecnologia (IRENA, 2017).

Assim, ainda que as baterias de íon-lítio tendam a dominar o mercado de VE no contexto futuro, este pode não ser o caso nas aplicações estacionárias, por exemplo. Neste caso, entende-se que um conjunto de tecnologias encontrem diferentes segmentos do mercado onde podem competir em termos de performance e custos. O mercado de armazenamento de energia deve, portanto, permanecer heterogêneo e garantir a competitividade de diferentes tecnologias até 2030 e, também, no longo prazo (IRENA, 2017).

Por outro lado, dado que os SAE possuem uma natureza verticalmente integrada devido à sua modularidade – ou seja, ofertam diversos serviços nos segmentos de geração, rede e demanda, em todos os níveis de tensão –, a aplicação destas tecnologias sob a forma distribuída apresenta o maior valor agregado, quando comparado a aplicações nos segmentos de transmissão ou distribuição, por exemplo (BAUMMAN, 2015; AECOM, 2015).

Desta maneira, a análise da AECOM (2015) evidencia que o alto valor das instalações atrás do medidor está associado à sua habilidade de aumentar a utilização da geração solar fotovoltaica em sistemas de GD e redução do consumo da rede. No entanto, diversos outros serviços em toda a cadeia de valor podem ser ofertados por estas tecnologias, ainda que alguns exijam a atuação de agentes agregadores para a participação em mercados como os de energia, capacidade e serviços ancilares. De forma similar, IRENA (2017) aponta para o potencial significativo de sistemas de baterias distribuídos, sobretudo associados à GD, indicando o aumento da participação destes em relação a aplicações centralizadas.

Assim, ainda que a aplicação de SAEs distribuídos apresentem tamanho reduzido e não possuam as vantagens – e.g. economia de escala – que tornam outras tecnologias economicamente viáveis, os benefícios da aplicação distribuída a todos os segmentos do setor de eletricidade têm representado uma oportunidade de integrar novos agentes e desenvolver novos modelos de negócio em torno do armazenamento (AECOM, 2015).

Conforme apontado por Kolokotsa *et al* (2019), a implementação de redes inteligentes, metas de descarbonização e neutralidade climática, difusão da GD e o aumento da penetração de

fontes renováveis são influenciados pela integração bem-sucedida de sistemas de armazenamento de energia (SAE). Dessa forma, a convergência do armazenamento com outras tecnologias centrais ao processo de transição energética é um dos principais motivadores para sua difusão. Sob esta ótica, a seção 2.2 a seguir analisa setor elétrico atual e a relevância e desafios para a integração dos SAE.

4.2. A inserção das tecnologias de armazenamento no setor elétrico atual: desafios, mudanças e convergências

Dados os objetivos de garantia da segurança energética e mitigação das mudanças climáticas associados à transição energética, os serviços fornecidos pelas tecnologias de armazenamento de energia podem contribuir especialmente para a descarbonização, ao ampliar a eficiência no uso de recursos do sistema, auxiliar na integração de fontes renováveis variáveis e na eletrificação de setores de uso final, incentivar o aumento da produção de energia próxima ao consumo, ampliar o acesso à energia e melhorar a estabilidade, flexibilidade, confiabilidade e resiliência da rede (GAEDE; ROWLANDS, 2018; IEA, 2014).

No que tange à flexibilidade – considerada um dos principais requisitos para o setor elétrico em transição (IRENA, 2017) –, a análise do World Energy Council (WEC, 2019) destaca que a integração dos SAE irá modificar de maneira significativa o modo como o fornecimento de eletricidade ocorrerá no futuro. Um exemplo claro é a participação dos consumidores, que tende a ser cada vez mais expressiva e moldar o sistema elétrico à medida que as soluções de geração e armazenamento distribuído se tornam mais acessíveis (WEC, 2019).

A integração de SAE a plantas de geração de energia reduz significativamente a necessidade de produção de eletricidade, bem como as emissões de GEE. Isto se deve ao fato de que nem toda eletricidade produzida é consumida, de modo que o armazenamento da produção excedente durante o período fora de pico pode ampliar de maneira expressiva a eficiência do sistema, bem como suportar as variações na demanda ao longo do dia (OLABI *et al*, 2021). Assim, os SAE são considerados uma das soluções para estabilização do fornecimento de eletricidade, a fim de evitar uma produção com menor eficiência econômica e preços elevados em períodos de pico (ZAKERI; SYRI, 2015).

Os benefícios da integração dos SAE à rede de eletricidade são diversos, e se estendem desde a operação da rede e atuação sistêmica à benefícios econômicos aos consumidores. Como apontado por Guney e Tepe (2017), tecnologias de estocagem mais eficientes e maduras são inovações críticas para um sistema energético mais resiliente. Os autores evidenciam que os

métodos de armazenamento existentes podem ser utilizados em diversas aplicações, entre as quais quatro grupos se destacam no campo de pesquisa atual: fornecimento de energia, serviços ancilares, suporte à rede e integração de renováveis.

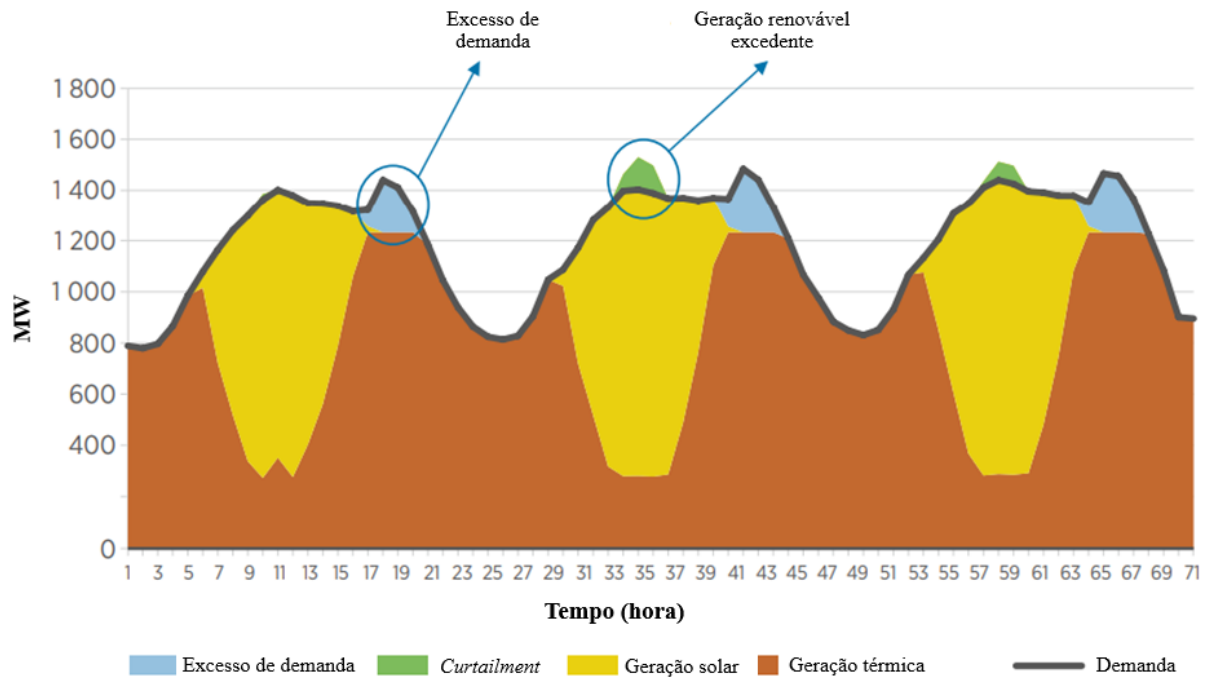
Sob a ótica da rede, Kolokotsa *et al* (2019) destacam o deslocamento do consumo, qualidade e continuidade do fornecimento, atuação enquanto resposta da demanda e a redução de desequilíbrios da rede. No primeiro, sobretudo em períodos de pico, a atuação do armazenamento permite uma redução dos custos para as empresas à medida que a energia é armazenada em períodos fora do pico – quando os custos de geração são mais baixos, dado que não há restrições à oferta ou excesso de demanda – e despachada em períodos de pico. De forma similar, tendo em vista a capacidade de redução do pico, os SAE podem ser utilizados como mecanismo de resposta da demanda, para atendimento às necessidades de operação do sistema em momentos de restrição.

Dado que a regulação de tensão e o controle de frequência ofertado pelos SAE permitem a adequação aos limites regulatórios ao ajustar a oferta à demanda ou, ainda, estabilizar o fornecimento, estes sistemas podem também contribuir para o aumento da qualidade do suprimento. Adicionalmente, em caso de interrupção do fornecimento, a atuação dos SAE no autorrestabelecimento da rede ou, até mesmo, na substituição da rede enquanto geração de emergência é um benefício crucial aos consumidores (KOLOKOTSA *et al*, 2019).

Sob a ótica destes consumidores enquanto agentes dotados de recursos energéticos distribuídos, veículos elétricos são crescentemente considerados tecnologias de armazenamento necessárias ao processo de transição para a rede do futuro. Quando integradas a estes veículos, baterias podem operar de duas diferentes maneiras: Grid-to-Vehicle (G2V), quando veículos são recarregados com eletricidade da rede de distribuição; e Vehicle-to-Grid (V2G), quando os veículos são descarregados e fornecem eletricidade à rede (KOLOKOTSA *et al*, 2019).

Em um contexto mais amplo, associado à transição energética, um papel fundamental dos SAE está na facilitação da integração de fontes de geração renováveis, cujo desenvolvimento tem sido liderado pela necessidade de descarbonização e a expressiva redução de custos de tecnologias associadas às fontes de geração solar fotovoltaica e eólica (WORLD BANK, 2020). A Figura 9 ilustra o potencial dos SAE, enquanto fonte de flexibilidade, em um sistema baseado em geração térmica, com alta difusão de geração solar.

Figura 9. Problemas de flexibilidade em um sistema com alta penetração de geração intermitente



Fonte: Adaptado de IRENA (2018).

Neste caso, o armazenamento da geração solar excedente (em verde) poderia atender à demanda em momentos onde a capacidade térmica não é suficiente (em azul). A estocagem da produção renovável que não é acomodada pelo sistema (um fenômeno denominado *curtailment*) pode contribuir significativamente para a integração eficiente destas fontes, facilitando a adequação aos objetivos de descarbonização.

Sob a visão dos agentes setoriais, a identificação dos benefícios e oportunidades associados aos SAE é elemento fundamental para a correta percepção destes sistemas enquanto investimentos fundamentais para o setor em transição. Nesse sentido, a IRENA (2020) destaca, enquanto recomendação, a necessidade de desenvolver um arcabouço que compense os detentores de SAE pelo valor fornecido ao sistema e, simultaneamente, garanta a consonância com os objetivos da política energética de longo prazo. O Quadro 5 apresenta as principais oportunidades associadas aos SAE por agente setorial detentor do sistema.

Quadro 5. Oportunidades dos SAE para diferentes agentes setoriais

Agente	Oportunidades
Operadores do sistema elétrico	<ul style="list-style-type: none"> Otimização da infraestrutura e postergação de investimentos; Integração de geração intermitente, provendo um fornecimento de eletricidade estável;

	<ul style="list-style-type: none"> • Assegurar o balanceamento das previsões de oferta e demanda, ao otimizar a carga de pico; e • Maior eficiência dos serviços prestados ao sistema, ampliando a performance dos SAE.
<i>Utilities</i> (transmissão e distribuição)	<ul style="list-style-type: none"> • Descarbonização, através da redução de plantas termelétricas para atendimento à ponta; • Postergação de investimentos e redução do risco de baixa utilização de projetos intensivos em capital; • Atender às exigências regulatórias de longo prazo e necessidades de curto prazo, como confiabilidade; e • Explorar novas oportunidades com modelos de negócio emergentes.
Geradores despacháveis	<ul style="list-style-type: none"> • Combinar a geração convencional e o armazenamento para ampliação da performance operacional e ambiental; • Otimizar o tamanho das plantas ao combinar produção e armazenamento; • Antecipar requisitos futuros de capacidade e aproveitar oportunidades no mercado de capacidade (se existente); e • Proteção à riscos econômicos de médio e longo prazo (e.g. precificação de carbono).
Geradores intermitentes	<ul style="list-style-type: none"> • Antecipar restrições regulatórias associadas às obrigações de capacidade de armazenamento para produção intermitente; • Consolidação da capacidade instalada existente para participação em mercados de capacidade; e • Desenvolver sinergias para ampliação da competitividade.
Consumidores comerciais e industriais	<ul style="list-style-type: none"> • Gerenciar faturas de energia ao integrar os SAE para redução da demanda de pico; • Gerar receita e aproveitar oportunidades de prestação de serviços no mercado de capacidade; e • Assegurar a continuidade e qualidade do fornecimento de eletricidade em diferentes unidades.
Consumidores residenciais	<ul style="list-style-type: none"> • Reduzir a dependência da rede e gerenciar faturas de energia através de tarifas do tipo <i>time-of-use</i> (ToU); • Baterias residenciais podem ser agrupadas e despachadas para ofertar serviços à rede; e • Reduzir a demanda de pico na rede local pode tornar estes pontos localizados mais seguros e confiáveis, permitindo uma postergação de investimentos para as <i>utilities</i>.

Fonte: Adaptado de WEC (2020, p. 15).

Somado à percepção dos *stakeholders* setoriais e a adoção de modelos de negócio inovadores associados aos SAE, Boeck e Sperandio (2019) destacam o papel das políticas regulatórias e do modelo de mercado vigente como fundamentais para criação de um ambiente favorável para a difusão dos SAE. De forma similar, IRENA (2020) analisa que há duas formas de assegurar a viabilidade econômica de projetos de armazenamento: políticas de incentivo que compensem

a lacuna em relação a tecnologias alternativas ou modernização de mecanismos de mercado, para valoração adequada dos benefícios gerados pelos SAE.

As principais políticas de incentivo utilizadas para redução destas lacunas de viabilidade dos SAE são, de modo geral, similares às utilizadas para apoiar a difusão de fontes de energia renováveis no estágio inicial de desenvolvimento. São essas (IRENA, 2020, p. 32):

- a. Tarifas feed-in (FiT), em que sistemas de geração renováveis combinados com SAE podem ser remunerados com um preço fixo, ou uma taxa feed-in, que reflitam o benefício adicional que um sistema combinado de geração e estocagem gera ao sistema, em comparação com um tradicional sistema de geração;
- b. Feed-in premium, em que a eletricidade gerada por um ativo combinado de geração e armazenamento é vendida no mercado *spot*, e os geradores são remunerados com uma tarifa premium, superior ao preço de mercado;
- c. Pagamentos de capacidade, em que os proprietários destes sistemas são remunerados pela sua contribuição à adequação do sistema (como na postergação de investimentos em plantas para atendimento ao pico);
- d. Subsídios, como os tradicionais “*rebates*” utilizados em diversos países, em que há uma redução do custo de capital dos SAE;
- e. Incentivos de redução do pico, em que os SAE são utilizados em programas de resposta da demanda e remunerados pela sua habilidade de reduzir a carga em momentos de restrição do sistema; e
- f. Créditos fiscais, em que, caso o carregamento do SAE seja proveniente de fontes renováveis, então uma porcentagem do CAPEX total do ativo é reembolsada.

Não obstante, do ponto de vista econômico, a habilidade dos SAE fornecerem diversos serviços e, portanto, ter múltiplas fontes de receita em um único sistema é considerada um grande diferencial e oportunidade (WEC, 2020). Em muitos países, essa modularidade exige mudanças na estrutura do mercado, na regulação e, eventualmente, a criação de novos mercados para serviços ancilares. Além disso, idealmente, essa atuação requer que SAE distribuídos possam acessar os mercados centralizados através de agregadores, ampliando seu potencial de contribuição ao sistema (IRENA, 2017).

Assim, apesar das inúmeras aplicações evidenciadas, os SAE em baterias ainda são considerados uma inovação de nicho, inseridos em pequena escala no mercado para a proteção contra cortes de fornecimento de energia. No entanto, esta atuação limitada pode ser superada pelo papel destas tecnologias na provisão de flexibilidade e confiabilidade para os sistemas

elétricos, melhorando a operação dos sistemas de distribuição e transmissão e reduzindo os investimentos necessários para manutenção das condições operativas ideais (KITTNER; LILL; KAMMEN, 2017).

Conforme apontado por Koirala *et al* (2020), os desafios tecno-econômicos e socioinstitucionais associados à integração de SAE no sistema elétrico centralizado atual demandam inovações sociotécnicas. À medida que os SAE foram considerados elementos estruturantes das chamadas redes inteligentes, os desafios tecno-econômicos têm sido superados pelo rápido crescimento em termos de maturidade tecnológica e custo-benefício (SABOORI *et al*, 2017), discutidos na seção anterior.

Ainda assim, a regulação é considerada uma das barreiras centrais ao desenvolvimento das tecnologias de armazenamento, sobretudo no que tange a aplicação distribuída. Apesar do desenvolvimento acelerado, a regulação de muitos países não permite que estes ativos sejam remunerados pela prestação de serviços de postergação e apoio à rede, tanto através de contratos bilaterais em mercados não liberalizados, quanto pela participação no mercado de energia (WEC, 2020).

Winfield *et al* (2018) analisaram estas barreiras nos EUA, Canadá e União Europeia. Segundo os autores, três principais itens são identificados como centrais: a remoção de barreiras técnicas para a participação dos SAE nos mercados, a facilitação da participação simultânea em vários mercados (como energia, capacidade e serviços ancilares) e o estabelecimento de novas categorias de participantes de mercado, como agregadores de REDs.

Por outro lado, os desafios socioinstitucionais perpassam questões mais amplas, como as já citadas alterações na estrutura do mercado e na regulação setorial. Com isso, políticas públicas e regulação para incentivo à implementação de novas tecnologias, dentre as quais os SAE, são considerados elementos indispensáveis para a avaliação das perspectivas do armazenamento (BOECK; SPERANDIO, 2019). Estas mudanças, no entanto, ocorrem de forma mais lenta e, no caso do armazenamento, têm sido introduzidas nos países por diferentes razões.

Conforme observado, o crescente interesse nos SAE resulta tanto da variedade de serviços potenciais a serem ofertados por estas tecnologias à rede, como também pelo seu papel como facilitador na transição para a rede do futuro, particularmente no que tange a descarbonização dos sistemas energéticos (GAEDE; ROWLANDS, 2018). Apesar dos já reconhecidos benefícios, os desafios a serem enfrentados, ainda que parcialmente identificados, são dependentes das especificidades nacionais (ou regionais). Características dos mercados de

eletricidade, o arcabouço regulatório e institucional e a adoção de políticas públicas e de incentivo são elementos determinantes para a compreensão do desenvolvimento do mercado de armazenamento de energia.

No futuro, tecnologias de armazenamento podem ter diferentes formas, escala, funções e políticas. Dessa maneira, não está claro como essas inovações afetarão o setor energético e a sociedade, de modo geral; nem quais oportunidades e desafios serão criados por estas inovações (KOIRALA *et al*, 2020). Com foco nesta lacuna, a seção 4.3, a seguir, apresenta em linhas gerais os impactos do armazenamento no regime sociotécnico e quais modificações a integração desta tecnologia pode acarretar ao setor elétrico do futuro.

4.3. Os impactos do armazenamento de energia no regime sociotécnico

Com o processo de transição energética em foco, tecnologias de armazenamento de energia são frequentemente apontadas como inovações fundamentais, dado que possuem uma ação efetiva no balanceamento entre oferta e demanda. Somado a isto, a redução dos custos de SAE distribuídos e o aumento na demanda por flexibilidade local amplia as possibilidades para a atuação dos SAE no futuro, em contextos diversos (KOIRALA *et al*, 2020).

Assim como discutido na seção anterior, o armazenamento de energia pode reduzir os desequilíbrios entre oferta e demanda de energia, reduzir a congestão da rede e facilitar a integração de recursos renováveis. Apesar destes benefícios já identificados, os impactos da integração em larga escala desta tecnologia à rede ainda são pouco conhecidos pelos agentes setoriais (ZAKERI; SYRI, 2015). Nesse sentido, o desenvolvimento dos SAE se concentra principalmente em projetos-piloto ou papéis operacionais relativamente marginais nos sistemas elétricos, caracterizando-se como inovações de nicho (WINFIELD *et al*, 2018).

Conforme apontado por Taylor *et al* (2013) processos de inovação em sistemas de larga escala - tal como o energético - possuem uma configuração diferente de setores produtivos convencionais. Deste modo, e em função da natureza interconectada e complexa dos setores de infraestrutura, um conjunto amplo de atores e instituições influenciam o progresso técnico no setor elétrico. Não obstante, tecnologias disruptivas, como os REDs, desafiam o próprio papel destes atores na configuração setorial.

Com isso, a inovação e desenvolvimento das tecnologias de armazenamento de energia se estendem para as tradicionais relações produtor-usuário. Ainda que os custos e o desenvolvimento técnico – analisados nas seções anteriores – sejam elementos importantes para a difusão dos SAE, o ambiente institucional, estruturas de governança e o engajamento dos

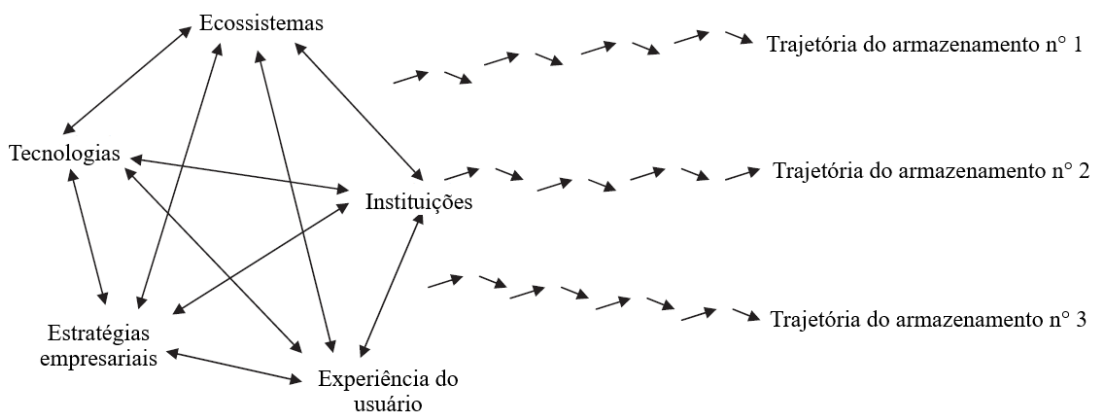
consumidores são fatores centrais para a consolidação destas tecnologias e o estabelecimento de seu nível de participação no sistema (TAYLOR *et al*, 2013).

A transição de nicho para regime possui inúmeros drivers potenciais, dentre os quais as estruturas institucionais, política e regulatórias; desenvolvimentos tecnológicos e mudanças em estruturas sociotécnicas; interesses de grupos sociais e atores associados; discursos energéticos, relacionados principalmente à política energética de longo prazo e as características da tecnologia em si, como maturidade técnica e custos (WINFIELD *et al*, 2021).

Tendo em vista os diferentes tipos, características e estágios de desenvolvimento das tecnologias de armazenamento de energia, a trajetória dos SAE no setor elétrico do futuro pode ter diferentes formatos. De fato, Taylor *et al* (2013) argumentam que é provável que tecnologias já estabelecidas – notadamente as UHR – continuem a ter um importante papel no futuro energético descarbonizado. Não obstante, tecnologias com menor grau de maturidade possuem aplicações e impactos na estrutura institucional e de mercado ainda pouco conhecidos.

É neste contexto que a análise de Foxon (2011) acerca do processo de transição para a economia de baixo carbono e, por conseguinte, de emergência de um novo regime sociotécnico torna-se relevante para a identificação das dimensões que, em coevolução, determinam a trajetória de integração das tecnologias. Esta dinâmica é apresentada na Figura 10, abaixo.

Figura 10. Arcabouço coevolucionário dos SAE



Fonte: Traduzido de Taylor et al (2013).

Um exemplo da relevância do contexto sociotécnico e de sua dinâmica de alinhamento para o desenvolvimento e integração de SAE é observado no trabalho de Koirala *et al* (2020). Os

autores analisam o surgimento das chamadas *community storage*¹⁵, em que o armazenamento desempenha papel central. Nos diferentes casos analisados, os objetivos das comunidades influenciaram a escolha da tecnologia e a configuração do sistema local. Não obstante, apesar das tecnologias enfrentarem, de modo geral, desajustes em relação ao regime estabelecido (atores, estruturas e/ou processos), algumas trajetórias são mais alinhadas ao sistema sociotécnico existente (KOIRALA *et al*, 2020).

Neste caso, trajetórias compatíveis ao regime sociotécnico tendem a ser observadas como inovações incrementais, com pouco potencial de reconfiguração do sistema. Essa é a percepção dos stakeholders de Ontario, Canada, entrevistados na pesquisa de Gaede e Rowlands (2018) sobre o papel transformativo do armazenamento de energia. Ainda que estes agentes tenham identificado o armazenamento como um importante recurso para o setor em termos de confiabilidade e otimização da rede, os SAE não são considerados um pré-requisito para o processo de transição para a rede do futuro. Segundo a análise dos autores, essa visão está amplamente relacionada à baixa propensão dos agentes incumbentes (vinculados ao regime sociotécnico vigente) de atuarem no mercado de armazenamento, derivada da visão de potencial limitado dos SAE no médio prazo.

Assim, ainda que as tecnologias avançadas de armazenamento se concentrem em nichos, o conjunto supracitado de desenvolvimentos a nível da paisagem sociotécnica (ambiente macro) têm criado inúmeras oportunidades para uma expansão das tecnologias de armazenamento no setor elétrico, com potencial de avanço do nível de nicho para regime (WINFIELD *et al*, 2018). Quando observado de forma mais ampla, esse processo de difusão dos SAE perpassa o conceito de coevolução: a transição de nicho para regime é moldada, em grande medida, pelo comportamento dos elementos estruturantes do regime sociotécnico vigente. Por outro lado, é esta mesma transição que modifica o regime, que potencialmente passa a ter novas configurações, relações e elementos estruturantes.

Dentre os principais impactos da integração desta tecnologia ao setor elétrico está a oportunidade de modelos de negócio disruptivos moldarem o mercado de armazenamento. Ilieva e Rajasekharan (2018) destacam três abordagens iniciais para estes modelos:

¹⁵ Com diferentes definições identificadas na literatura, o *community storage* pode ser caracterizado como SAE com propriedade e governança comunitária (local), para geração de benefícios socioeconômicos coletivos. Assim, este conceito está associado à inovações de armazenamento sob a ótica de comunidades locais (KOIRALA *et al*, 2020).

- a. Benefício compartilhado, em que consumidores são recompensados pela integração dos SAE, sobretudo por serviços ofertados através de agregadores;
- b. Armazenamento “gratuito”, em que são desenvolvidos modelos de financiamento que superem a barreira de custos para consumidores residenciais e comerciais; e
- c. *Community storage*, em que consumidores locais podem fornecer serviços e se integrar a diversos stakeholders, como distribuidoras, geradoras e comercializadoras.

É com base nestes modelos que Chantre e Câmara (2021) apontam que o armazenamento está associado a um amplo processo de reconfiguração da estrutura setorial, em que agentes incumbentes se integram a novas tecnologias, agentes e relações. Neste caso, os diferentes modelos de negócio em torno do armazenamento poderiam representar, sob a ótica das distribuidoras, um papel passivo ou ativo, a depender do engajamento destes agentes com as inovações propostas.

Assim, ao contrário do observado na experiência de Ontário, Canadá, os SAE podem ser observados como um estímulo para novos modelos de negócio (ILIEVA; RAJASEKHARAN, 2018) ou, de modo mais amplo, para a reestruturação das relações setoriais vigentes. Como já citado, a integração dos SAE também suscita a presença de novos agentes ao setor elétrico, dentre os quais destaca-se o agregador.

A análise da literatura evidencia, portanto, que os impactos da integração do armazenamento são dependentes do contexto em que se inserem e da trajetória do país analisado. Não obstante, esta seção objetivou elucidar a inexorável relação entre os elementos que compõem o regime sociotécnico, como políticas, regulação, instituições, agentes e, por fim, a tecnologia. Em face do apresentado, os capítulos seguintes apresentam a trajetória dos SAE nos casos selecionados da Califórnia (EUA) e South Australia (Austrália).

5 O CASO DA CALIFÓRNIA

O Estado da Califórnia, nos EUA, apresenta um histórico de políticas públicas ambiciosas no contexto da transição energética, sendo considerado um líder global no desenvolvimento e aplicação de tecnologias de armazenamento de energia. Esta conjuntura resulta de uma posição proativa da Califórnia em relação à tecnologia, atuando como o primeiro estado a oferecer um conjunto robusto de subsídios para a implementação dos SAE, metas obrigatórias de desenvolvimento à nível das *utilities* e mecanismos para facilitar o desenvolvimento deste mercado (TELARETTI; DUSONCHET, 2017; KUMAR, SHRIMALI, 2020).

No contexto da integração de fontes renováveis, entende-se que a Califórnia possui como objetivo a criação de uma rede robusta e inteligente, que possa responder à crescente difusão de fontes de geração de energia intermitentes. Para tal, o estado utiliza uma abordagem holística em relação às tecnologias e aos agentes inseridos no processo de transição, analisando a importância da eficiência energética e participação da demanda, bem como do armazenamento de energia, integrados à rede desde a geração até o consumidor final (AECOM, 2015).

Além destes elementos, a escolha de análise do estado da Califórnia perpassa a discussão dos países líderes em termos de capacidade instalada e desenvolvimento da tecnologia. Neste sentido, os EUA acumulam cerca de 40% dos projetos de armazenamento de energia no contexto global, com a Califórnia representando cerca de 90% da capacidade instalada de armazenamento em pequena escala no país (CENTER FOR SUSTAINABLE SYSTEMS, 2020; EIA, 2018).

A análise da difusão da tecnologia de armazenamento de energia perpassa a caracterização do setor elétrico californiano. Para além disso, Winfield, Shokrzadeh e Jones (2018) destacam que, no contexto da perspectiva multinível, um conjunto de desenvolvimentos a nível de cenário estão criando o potencial para a ampliação do papel destas tecnologias no sistema elétrico. Estes autores identificam quatro categorias de variáveis responsáveis pelo desenvolvimento de transições sociotécnicas: regulação e instituições, desenvolvimento tecnológico e mudanças em estruturas socioeconômicas, atores e grupos sociais, e mudanças em discursos do sistema elétrico.

A presente seção sumariza estas categorias de desenvolvimento da tecnologia de armazenamento sobre três perspectivas, divididas em subseções: caracterização do contexto sociotécnico vigente, estrutura setorial e as pressões verificadas a nível de cenário; identificação

de políticas de criação de nicho e desenvolvimento de mercado; e impactos da difusão da tecnologia sobre o regime e a trajetória da transição.

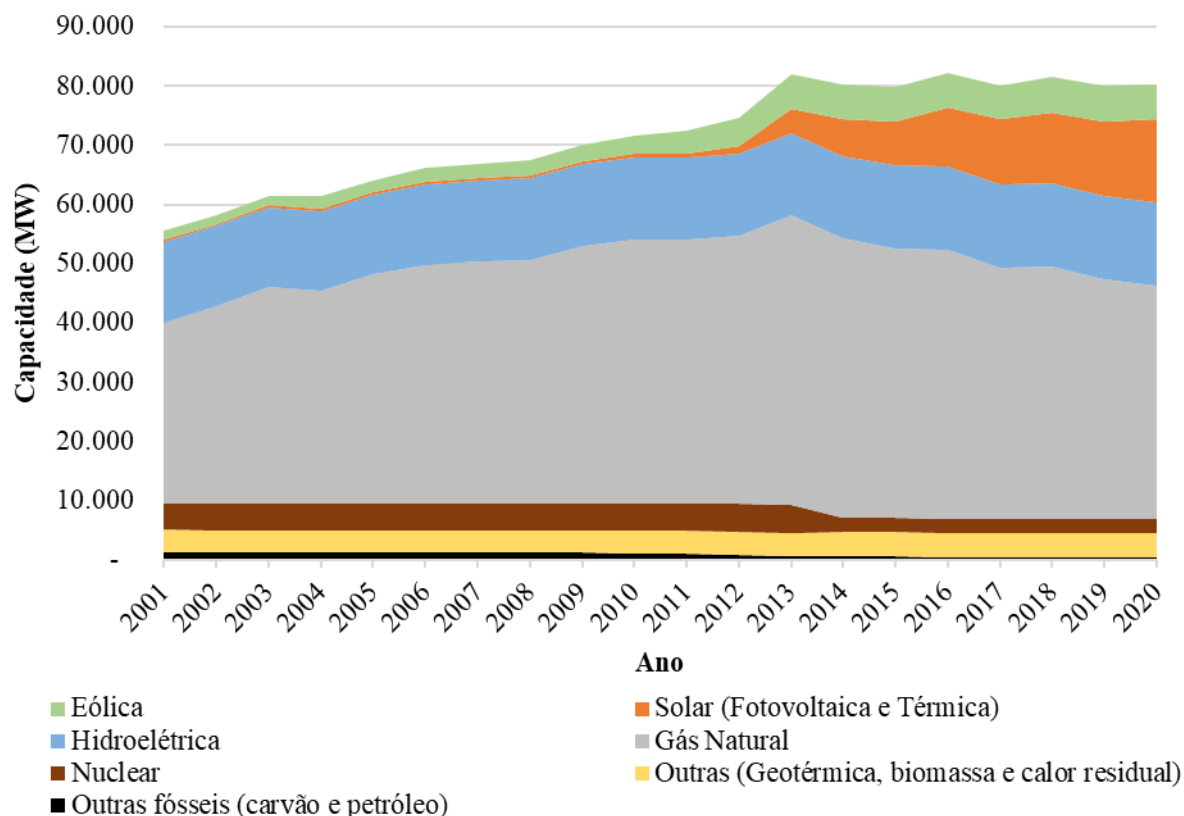
5.1. A transição no setor elétrico californiano

O estado da Califórnia apresenta os maiores índices de produto interno bruto (PIB) e população dos Estados Unidos. Considerado berço de grandes inovações, Silva e Delgado (2017) apontam que a Califórnia é um estado de vanguarda em diversos aspectos, dentro os quais o energético. Uma das evidências é o pioneirismo em estabelecer padrões de eficiência energética na década de 1970 resultaram na estabilidade do consumo de eletricidade per capita, ao passo em que o mesmo indicador nos demais estados dos EUA crescia 50% entre 1973 e 2006.

Com isso, apesar da presença de inúmeras indústrias energo-intensivas, o estado possui um dos menores níveis de consumo de energia per capita do país, marcado pelos esforços de políticas públicas voltadas para a ampliação da eficiência energética e a implementação de tecnologias emergentes, como os REDs (EIA, 2021). De fato, a crise do setor energético californiano no início dos anos 2000 é considerada precursora das estratégias em termo de clima e energia, com o conjunto de instrumentos associados à política de armazenamento de energia inseridos nestas estratégias (OSSENBRINK *et al*, 2019).

No que tange ao processo de descarbonização, o estado apresenta um conjunto deliberado de esforços com foco na redução de emissões dos setores de energia, transporte e edificações (OSSENBRINK *et al*, 2019). Conforme evidenciado pela evolução da matriz elétrica apontada no Gráfico 2, a reforma do setor elétrico apresenta resultados acelerados a partir da década de 2010. Em termos proporcionais, as fontes de energia eólica e solar representavam, em 2001, cerca de 3% da capacidade instalada do setor elétrico californiano. No ano de 2020, esta participação atingiu cerca de 25%, chegando a uma participação renovável de 41%, quando somada à geração hidroelétrica (CEC, 2021).

Gráfico 2. Capacidade instalada de geração elétrica por fonte (em MW), 2001-2020

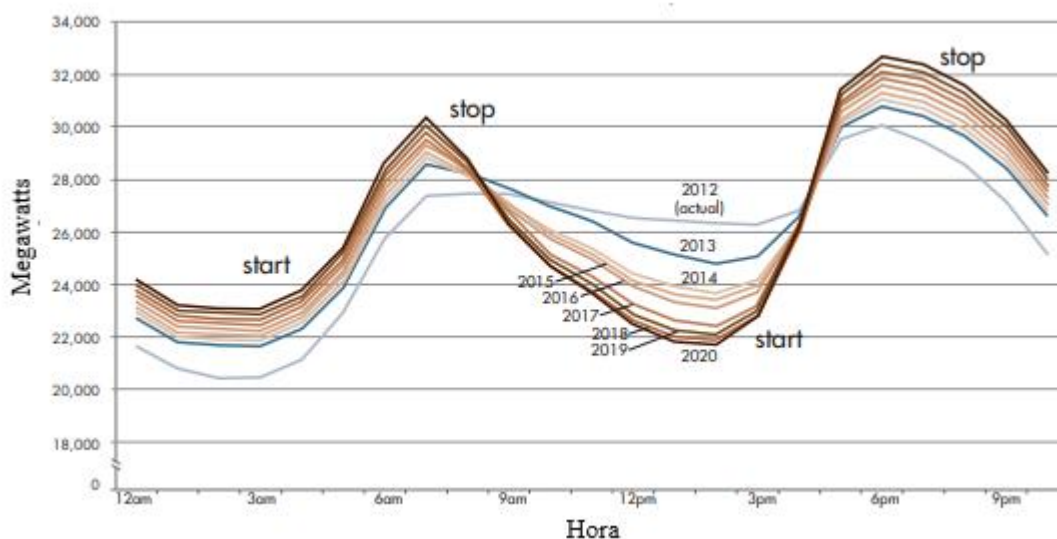


Fonte: Elaboração própria, com base em CEC (2021).

Conforme apontado por Kumar e Shrimali (2020), a visão progressiva do estado da Califórnia acerca das inovações sustentáveis para geração de energia resultou na elaboração da legislação SB 100, que estabeleceu o *California Renewables Portfolio Standard Program* e a meta legal de 100% de geração elétrica oriunda de fontes renováveis até 2045. Em função dos desafios associados ao alto nível de intermitência e incerteza quanto à integração destas fontes ao setor, faz-se necessária a consideração do uso e difusão de recursos e tecnologias consideradas viabilizadoras, tais como o armazenamento de energia e a resposta da demanda (IRENA, 2019e).

Este desafio pode ser melhor compreendido sob a ótica da segurança do suprimento: uma vez que a inserção de fontes renováveis – não despacháveis e dependentes da disponibilidade de recursos naturais – implica em uma queda no nível de controle sob o sistema, sua operação e à capacidade de atendimento à demanda máxima, tornam-se mais complexos. O caso da Califórnia apresenta a emblemática “curva do pato”, em que a evolução da carga líquida (i.e., a carga a ser atendida menos a geração de fontes intermitentes) demonstra a necessidade crescente de recursos flexíveis e despacháveis para atender a variações cada vez mais rápidas, condizentes com a flutuação da geração solar em função do período de insolação.

Figura 11. Curva de carga líquida da Califórnia em 11 de janeiro (2012-2020)



Fonte: Adaptado de CAISO (2013).

Ademais, a análise da ANEEL (2020)¹⁶ evidencia que, além do desafio operativo, há também um impacto da mudança da matriz na formação de preços do mercado atacadista de eletricidade, à medida que a variabilidade da geração resulta em maior volatilidade dos preços. Neste caso, os SAE são considerados fundamentais para adicionar a flexibilidade necessária ao sistema, tanto do lado da oferta quanto da demanda.

Esta visão é corroborada por stakeholders setoriais, que concluíram que as metas de neutralidade climática não serão facilmente atingidas a menos que um montante significativo de capacidade de armazenamento seja adicionado ao sistema ao longo dos próximos anos (SNL, 2019). Denholm e Margolis (2016) apontaram essa relação na análise do papel do armazenamento enquanto integrador de fontes renováveis intermitentes, evidenciando a significativa necessidade de ampliação da capacidade de armazenamento para redução do *curtailment* de renováveis.

Assim, há uma relação fundamental entre as diferentes políticas de incentivo à difusão de fontes de geração renováveis e o desenvolvimento do mercado do armazenamento, enquanto tecnologia complementar à descarbonização. Em 2014, esta tecnologia se consolida como prioridade estratégica para atingimento dos objetivos de transição energética, resultando na publicação do roadmap estadual intitulado “*Advancing and maximizing the value of Energy*

¹⁶ Em setembro de 2020, a ANEEL divulgou a abertura da Tomada de Subsídios (TS) nº 011/2020, com o objetivo de obter subsídios para a elaboração de propostas de adequações regulatórias necessárias à inserção dos SAE no setor elétrico brasileiro. A Nota Técnica nº 094/2020-SRG/ANEEL, que fundamenta a referida TS, analisa os desafios e aspectos relevantes da experiência internacional, incluindo o caso da Califórnia.

Storage Technology”, uma parceria entre o CAISO, a CPUC e a CEC (OSSENBRINK, 2019; CAISO; CPUC; CEC, 2014).

Estas políticas e programas voltados para os REDs e a difusão de fontes de energia renováveis estão associadas à participação e interação de agentes e instituições setoriais. O arcabouço de políticas públicas de armazenamento de energia consolidou-se a partir de um conjunto de diretivas executivas, legislação e decisões regulatórias, moldada pelos esforços coordenados de diferentes agentes (SNL, 2019). O Quadro 6 apresenta sucintamente o arcabouço institucional associado ao processo de transição energética na Califórnia.

Quadro 6. Marco Institucional do Setor Elétrico da Califórnia

Instituição	Função
<i>United States Department of Energy (DOE)</i>	Departamento do governo americano responsável por políticas relacionadas à energia e à segurança nuclear. Suas responsabilidades incluem o programa nuclear, pesquisas relacionadas à energia e à produção de energia doméstica, dentre outras;
<i>Federal Energy Regulatory Commission (FERC)</i>	Agência do governo federal dos EUA com a jurisdição sobre a venda interestadual de eletricidade, o preço de eletricidade no mercado atacadista, licenciamento hidroelétrico e precificação do gás natural;
<i>California Energy Commission (CEC)</i>	Instituição responsável por planejar e implementar as políticas energéticas. Dentre suas funções, destacam-se as seguintes: implementar medidas de promoção da eficiência energética e conservação do meio ambiente; apoiar projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação; autorizar o funcionamento de plantas térmicas com capacidade instalada superior a 50 MW; e promover o desenvolvimento de fontes de geração renováveis;
<i>California Public Utilities Commission (CPUC)</i>	Agência reguladora estadual com jurisdição sobre os agentes privados que atuam na prestação de serviços públicos;
<i>California Independent System Operator (CAISO)</i>	Operador do sistema elétrico, responsável pela operação das redes de alta tensão e de longa distância, garantindo o livre acesso dos agentes à rede, o controle dos fluxos de eletricidade, otimização no uso do sistema de transmissão e manutenção das linhas. Também é responsável pela operação do mercado atacadista;
<i>California State Board of Equalization (BOE)</i>	Atua como regulador das taxas e impostos que incidem sobre serviços públicos prestados na Califórnia, administrando programas fiscais e arrecadações do governo.

Fonte: Adaptado de Câmara, Viana e Rosental (2018).

Destaca-se que, especificamente no contexto da integração dos SAE, a *California Energy Storage Alliance* (CESA) tem atuado na promoção das diferentes tecnologias de armazenamento e do desenvolvimento de mecanismos de mercado adequados para a difusão

destas tecnologias junto à rede da Califórnia. Em conjunto, estas instituições vêm promovendo políticas e metas voltadas a facilitar a integração de fontes de energia renováveis, promovendo uma transição energética em direção à trajetória de reconfiguração ou, ainda, realinhamento (WINFIELD; SHOKRZADEH; JONES, 2018).

Para além disso, a análise da estrutura do mercado tem se mostrado uma variável com implicações importantes ao desenvolvimento de novas tecnologias e suas trajetórias de nicho e sua incorporação ao regime (WINFIELD; SHOKRZADEH; JONES, 2018). A Califórnia apresenta um setor elétrico reestruturado a partir de 1996, com a *Assembly Bill* 1890 que, com o objetivo de ampliar a competição do setor, encorajou as *invested-owned utilities* (IOUs) a alienar pelo menos metade dos ativos de geração a partir de combustíveis fósseis (AB 1890, 1996; CÂMARA; VIANA; ROSENTAL, 2018).

No período em que as discussões acerca da reestruturação se iniciaram, o fornecimento de eletricidade na Califórnia era realizado por empresas monopolistas verticalmente integradas, tanto privadas - caracterizadas como IOUs - quanto públicas, controladas a nível regional ou local (BLUMSTEIN; FRIEDMAN; GREEN, 2002). Até meados dos anos 90, o setor elétrico californiano era dominado por três principais IOUs: *Pacific Gas and Electricity* (PG&E), *Southern Edison California* (SEC) e *San Diego Gas & Electricity* (SDG&E). Apesar do domínio destas IOUs, a participação de produtores independentes também é historicamente representativa, como resultado da Lei Purpa¹⁷ (CÂMARA; VIANA; ROSENTAL, 2018).

Sob a análise do mercado de energia, destaca-se que o estado da Califórnia representa um caso de forte incentivo à participação ampla dos SAE atrás do medidor no mercado atacadista, através de agregadores (RMI, 2015). Satki, Botterud e O'Sullivan (2018) compararam os mercados, regulações e políticas de diferentes operadores independentes do sistema (ISO) ou organizações regionais de transmissão (RTO) dos EUA. Segundo os autores, no CAISO, os recursos de armazenamento de energia podem optar por participar do mercado de energia enquanto gerador, mas geralmente o faz como recursos não-geradores (NGRs), unidades de UHR ou como um recurso de RD. Neste caso, o condicionamento à participação destes sistemas nos mercados sob os mesmos requisitos dos geradores convencionais pode ser considerada uma barreira ao desenvolvimento dos SAE e oferta de serviços à rede.

¹⁷ Promulgada em 1978, a Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) foi uma reação à crise do petróleo em meados da década de 1970. A lei estabeleceu como prioridades a conservação de energia e a ampliação da geração a partir de renováveis. Para tal, as concessionárias foram determinadas a adquirir a energia de produtores independentes em contratos de longo prazo (entre 20 e 30 anos) (BLUMSTEIN; FRIEDMAN; GREEN, 2002; CÂMARA; VIANA; ROSENTAL, 2018).

Conforme apontado por Winfield, Shokrzadeh e Jones (2018), em locais comprometidos com processos mais amplos de reconfiguração e descarbonização do setor elétrico, há uma maior propensão à implementação de políticas públicas relacionadas a mudanças setoriais significativas. O estado da Califórnia se destaca precisamente por suas políticas ambientais e energéticas ambiciosas no que tange à substituição de fontes fósseis, cuja viabilidade a nível de operação do sistema requer a difusão de tecnologias de armazenamento de energia (CAISO, 2019). A integração entre políticas públicas e a tecnologia de armazenamento de energia é apresentada na seção a seguir.

5.2. Políticas e programas voltados ao armazenamento de energia

O Estado da Califórnia tem utilizado um conjunto vasto de diretivas, legislações e decisões regulatórias em torno do armazenamento de energia, integrando esforços dos principais agentes e instituições no mercado de eletricidade. Estas políticas voltadas ao desenvolvimento de SAE apresentam três focos centrais: (i) tornar o desenvolvimento de SAE obrigatório às *utilities*; (ii) promover a remuneração dos SAE de acordo com suas múltiplas atuações em todos os segmentos do setor; e (iii) desenvolver incentivos robustos através do *Smart Grid Incentive Program* (SGIP), oferecendo descontos aos consumidores para permitir a difusão da tecnologia (MCNAMARA, 2020).

A nível federal, a FERC emitiu uma série de decisões voltadas a assegurar o acesso ao mercado atacadista e a competitividade frente a outras tecnologias. Em 2008, a Order 719 já permitia os primeiros sinais da participação de recursos do lado da demanda (ou REDs, incluindo o armazenamento distribuído) a participarem e adquirirem receita dos mercados de RD. De modo similar, as Order 755 e 784 asseguraram aos SAE vantagens competitivas em mercados de serviços ancilares, tendo em vista sua resposta rápida às solicitações. Por fim, a Order 841 permitiu a participação de recursos de armazenamento ao reduzir os requerimentos de participação nos mercados de energia, capacidade e serviços ancilares (SHUAI; RAUFER, 2021). O Quadro 7 apresenta os destaques de cada um destes instrumentos de política pública, bem como o ano de lançamento.

Quadro 7. Políticas relacionadas ao armazenamento de energia a nível federal (EUA)

Ano	Instrumento	Principais tópicos
2008	FERC Order 719	Exige que Organizações Regionais de Transmissão (RTOs) ou Operadores Independentes do Sistema (ISOs) que operam os mercados atacadistas de eletricidade aceitem ofertas de RD de agregadores ou consumidores.

2011	FERC Order 755	Exige que recursos de resposta rápida, tais como as baterias, possuam uma estrutura de compensação diferente dos recursos convencionais: incentivo ao uso de SAE para provisão de serviços ancilares, como regulação de frequência.
2013	FERC Order 784	Revisão dos serviços ancilares baseadas em tarifas de mercado, e contabilidade da velocidade e eficiência de recursos de regulação para a determinação dos requisitos de reserva do operador.
2018	FERC Order 841	Permite a participação dos SAE em mercados de energia, capacidade e serviços ancilares operados por Organizações Regionais de Transmissão (RTOs) ou Operadores Independentes do Sistema (ISOs).

Fonte: Adaptado de SHUAI; RAUFER (2021).

Ao passo que as políticas federais forneciam um direcionamento geral à participação dos SAE nos mercados, um conjunto de instrumentos foram implementados para difusão desta tecnologia a nível do Estado da Califórnia. Em 2010, foi aprovada a *Assembly Bill* (AB) 2514, a primeira lei estadual dos EUA voltada aos SAE, com o estabelecimento de metas de desenvolvimento de armazenamento de energia a nível de cada IOU, totalizando 1.325 MW¹⁸ a serem completados em 2020 e implementados em 2024, subdivididos em aplicações na rede de transmissão, distribuição e a nível dos consumidores, atrás do medidor.

Adicionalmente, programas de financiamento aos SAE promovidos pela CPUC, como o *Permanent Load Shifting* e o *Self Generation Incentive Program* (SGIP)¹⁹, estimulam a adoção da tecnologia pelos consumidores (CAISO; CPUC; ENERGY COMMISSION, 2014). Um importante elemento da meta derivada da AB 2514 é o encorajamento às *utilities* considerarem o valor dos SAE em diferentes serviços prestados à rede, o chamado “*value stacking*” (MULHAUSER, 2020).

Apesar de não ter como objetivo inicial o desenvolvimento da tecnologia de armazenamento, o SGIP é considerado o primeiro programa estatal a promover incentivos à adoção de SAE atrás do medidor. Criado em 2006 pela CPUC como resposta à crise elétrica de 2001, o programa concede incentivos aos consumidores para reduzir o uso de energia elétrica durante momentos de pico e, adicionalmente, promove a autossuficiência (MCNAMARA, 2020). Ao longo dos anos, o programa passou por inúmeras reformulações, e atualmente prioriza as tecnologias de

¹⁸ Em termos comparativos, esta capacidade representa cerca de 3% do pico de carga da Califórnia. No ano de 2020, o pico de 47.121 MW foi atingido em 18 de agosto (CAISO, 2021).

¹⁹ Ambos os programas funcionam enquanto reembolsos aos consumidores: o *Permanent Load Shifting* é direcionado ao armazenamento térmico, com incentivos de até 50% do custo total do projeto (equipamento e instalação). O SGIP, por outro lado, destina-se a consumidores residenciais e não residenciais que instalem sistemas de baterias. Existem dois tipos de incentivos, que variam entre \$850 e \$1.000 por kwh, cobrindo entre 85% e 100% dos custos de um SAE médio (CPUC, 2020).

armazenamento de energia ao fornecer incentivos aos consumidores (comerciais, industriais ou residenciais) para a instalação de SAE à bateria.

Destaca-se, no contexto do SGIP, o Senate Bill 700. Aprovado em 2018, o texto estende a adesão ao programa de incentivo até 2024, associado ao requerimento de que os SAE elegíveis possuam os requisitos para redução de emissões de GEE, de modo que tecnologias de geração a partir de combustíveis fósseis deixam de ser elegíveis ao programa a partir de 2020 (SB700, 2018). Assim, o SGIP tornou-se um importante instrumento voltado simultaneamente aos vetores de descentralização e descarbonização do setor elétrico.

Em 2014, a CPUC estabeleceu que pequenos sistemas de armazenamento de energia associados à sistemas elegíveis ao *net metering* eram isentos de tarifas de interconexão, custos de melhorias da distribuição e tarifas de stand-by. A adoção desta regulamentação garantiu que os SAE elegíveis às isenções fossem apenas aqueles associados a instalações de fontes de energia renováveis, como no caso da GD (TELARETTI; DUSONCHET, 2017).

O desenvolvimento de políticas voltadas ao armazenamento de energia está inserido nos desafios associados à descarbonização do setor energético na Califórnia. Um estudo do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) apontou que, mesmo com aprimoramentos na rede, o estado ainda precisaria de cerca de 15 GW de armazenamento adicionais para atingir 50% de participação da energia solar até 2030 (DENHOLM; MARGOLIS, 2016). Nesse sentido, o *Clean Energy and Pollution Reduction Act*, publicado em 2015, especificou a tecnologia de armazenamento de energia como um dos meios para atingir as metas de maior participação das fontes renováveis na matriz elétrica, inseridas no contexto de redução de emissões de GEE.

Esta análise corrobora a visão do DOE (2013), que apontava que a crescente participação de fontes renováveis na rede, em função dos *renewable portfolio standards* (RPS), poderia estar associada à difusão acelerada de SAE. Essa correlação, conforme discutido na análise da inserção destas tecnologias no setor elétrico atual, está associada ao papel do armazenamento enquanto mecanismo de suavização da curva de carga, resultante da variabilidade da geração renovável. Não obstante, quando associado a sistemas de GD, o armazenamento pode ampliar a confiabilidade desses ativos e facilitar sua integração à rede (DOE, 2013, p. 7).

No ano de 2016, em complementariedade à AB 2514, foi aprovada a AB 2868, que estabelecia a necessidade das *utilities* desenvolverem programas e direcionarem investimentos para acelerar o desenvolvimento de SAE distribuídos. Ainda que estes sistemas sejam definidos

como aqueles instalados a nível da distribuição ou nas unidades consumidoras (atrás do medidor), este último é limitado à 25% da capacidade dos programas e investimentos selecionados (STATE OF CALIFORNIA, 2016). Não obstante, a referida AB define a prioridade aos projetos que forneçam SAE distribuídos ao setor público e consumidores de baixa renda.

Um estudo publicado pelo CAISO, em parceria com a *Renewables Grid Initiative*, analisou que no curto prazo um elemento central para a remoção de barreiras de mercado para o armazenamento de energia é a dedução, promovida pelo governo federal, de 30% de impostos para investimentos em energia solar fotovoltaica. Para além disso, o estudo analisa que uma série de outras políticas têm sido desenvolvidas com o objetivo de ampliar a participação dos REDs no mercado Californiano, como o *Regulation Energy Management*, que permite a tecnologias como o armazenamento e a resposta da demanda a atuarem nos mercados de eletricidade; a iniciativa do CAISO denominada *Energy Storage and Distributed Energy Resources*, que avalia as regras associadas aos requisitos de contabilidade, visibilidade e controle para SAE; e o *Storage as a Transmission Asset*, política desenvolvida para avaliar o papel dos SAE como ativos de transmissão que, simultaneamente, atuam no mercado atacadista (CAISO, 2019).

Segundo dados do DOE (2021), excluindo-se as UHR, 66% dos projetos de armazenamento na Califórnia eram de propriedade de terceiros²⁰. As plantas de propriedade das *utility* de T&D figuravam em seguida, com 28% da participação nos projetos analisados. Como apontado por IRENA (2019a), a maioria da capacidade instalada de SAE em larga escala (ou desenvolvidas a nível da *utility*) está voltada ao atendimento das necessidades de capacidade durante as quatro horas de demanda de pico do estado. Além disso, tal como em Nova Iorque e no Texas, os SAE centralizados também são utilizados na Califórnia como recursos de postergação de investimentos nas redes de transmissão e distribuição, sobretudo à medida que são bem sucedidos no gerenciamento da variabilidade de fontes renováveis.

De fato, a análise do DOE (2013) acerca das barreiras e desafios para a difusão do armazenamento de energia a nível federal aponta que o futuro da tecnologia nos EUA perpassa a solução de três problemas:

²⁰ Destacam-se as empresas prestadoras de serviços de eletricidade e especializadas em sistemas de armazenamento de energia. São exemplos: alugueis de sistemas de baterias, otimização de uso de sistemas distribuídos e prestadores de consultorias digitais. Em seguida, destaca-se a participação de agentes de outros setores (indústria ou transporte), outros segmentos da cadeia de eletricidade (geradoras, por exemplo) ou instituições de pesquisa e desenvolvimento, inseridos em projetos-piloto ou de experimentação.

- i. Os SAE devem ser competitivos economicamente (sem subsídios) quando comparado a outras tecnologias que fornecem serviços similares;
- ii. Os SAE devem ser reconhecidos pelo seu valor na provisão de múltiplos serviços simultaneamente; e
- iii. A tecnologia de armazenamento deve se integrar facilmente a sistemas e subsistemas que conduzam ao seu pleno desenvolvimento.

Conforme já discutido, a redução expressiva de custos é um driver central para o desenvolvimento dos SAE no período recente. A competitividade em relação às demais tecnologias é verificada principalmente na prestação de serviços ancilares com tempo de resposta acelerada, bem como a arbitragem de energia. Sob outra ótica, as barreiras para a integração plena do armazenamento de energia nos mercados de energia, capacidade e serviços ancilares pode ser consideradas um desafio à superação dos três problemas supracitados.

Ciente da complexidade destes desafios, o DOE apresentou um conjunto de ações estratégicas (Quadro 8), associadas aos quatro objetivos que derivam dos problemas identificados: competitividade econômica, validação da confiabilidade e segurança da tecnologia, ambiente regulatório equitativo e aceitação industrial.

Quadro 8. Medidas e políticas estratégicas para os SAE

Desafio/Objetivo	Resumo da Estratégia
Competitividade de custos	<ul style="list-style-type: none"> • Direcionamento da pesquisa científica para materiais fundamentais, processos de transporte e descoberta de tecnologias novas ou aprimoradas, com melhor performance; • Pesquisa em engenharia de materiais e sistemas, para resolver desafios de custo e performance de tecnologias conhecidas e emergentes; • Inovação tecnológica em novos conceitos de armazenamento; • Desenvolvimento de modelos de custo da tecnologia de armazenamento para guiar a P&D e auxiliar inovadores; e • Definição dos benefícios do armazenamento à rede, para guiar o desenvolvimento tecnológico e facilitar a inserção no mercado.
Confiabilidade e segurança	<ul style="list-style-type: none"> • Programas de P&D focados na degradação, mecanismos de falha e sua mitigação, e teste de vida acelerado; • Desenvolvimento de protocolos de testes padronizado e testes independentes de protótipos de SAE sob estudos de caso de utilities; e • Identificar, documentar e disponibilizar informações sobre a performance de SAE instalados.
Ambiente regulatório	<ul style="list-style-type: none"> • Colaboração público-privada para caracterização e avaliação dos benefícios do armazenamento para o sistema;

	<ul style="list-style-type: none"> • Exploração de mecanismos com neutralidade tecnológica, para remunerar serviços da rede fornecidos pelos SAE; e • Desenvolvimento de padrões aceitos pela indústria e agência reguladora para localização, integração à rede, contratação e avaliação de desempenho.
Aceitação industrial	<ul style="list-style-type: none"> • Testes e demonstrações colaborativos e co-financiados, permitindo a acumulação de experiências e avaliação de performance; • Adaptação de ferramentas de planejamento e operação da indústria para os SAE; e • Desenvolvimento de ferramentas de desenho dos SAE para fornecimento de múltiplos serviços à rede.

Fonte: Adaptado de DOE (2013, p. 6).

Em contrapartida, o programa *Energy Storage Grand Challenge* (ESGC), lançado pelo DOE em dezembro de 2020, evidencia que, apesar do expressivo montante de investimentos direcionados ao armazenamento (mais de \$1,6 bilhões no período fiscal de 2017 à 2020), as metas e objetivos em torno da tecnologia têm sido desenvolvidos de modo individual pelos subdepartamentos do DOE²¹ ou divisões governamentais, relevando a ausência de uma estratégia direcionada do Departamento de Energia dos EUA (DOE, 2020).

Para além dos diagnósticos supracitados, o ESGC inaugurou a adoção, por parte do DOE, de uma abordagem holística – ou sistêmica, nos termos da economia da inovação –. Esta percepção é consolidada pelo desenvolvimento de cinco áreas para consecução dos objetivos do ESGC, que se iniciam com programas de P&D fundamentais à tecnologia de armazenamento e avançam em direção à produção e difusão da tecnologia. Cada uma das áreas é descrita como uma trilha, e suas características são apresentadas a seguir:

- a. *Technology Development Track*: responsável pelo alinhamento de P&Ds em andamento e futuros em torno dos estudos de caso e liderança de longo prazo;
- b. *Manufacturing and Supply Chain Track*: desenvolve tecnologias, abordagens e estratégias para a manufatura do país, apoiando e incentivando a liderança dos EUA em inovação e produção continuada em escala;
- c. *Technology Transition Track*: responsável por assegurar a transição dos programas de P&D do DOE para o mercado, através de validação do campo, projetos de demonstração, parcerias público-privadas, desenvolvimento de modelos de negócio e disseminação de dados de mercado;
- d. *Policy and Valuation Track*: fornece dados, ferramentas e análises para fundamentar decisões de política e maximizar o valor dos SAE; e

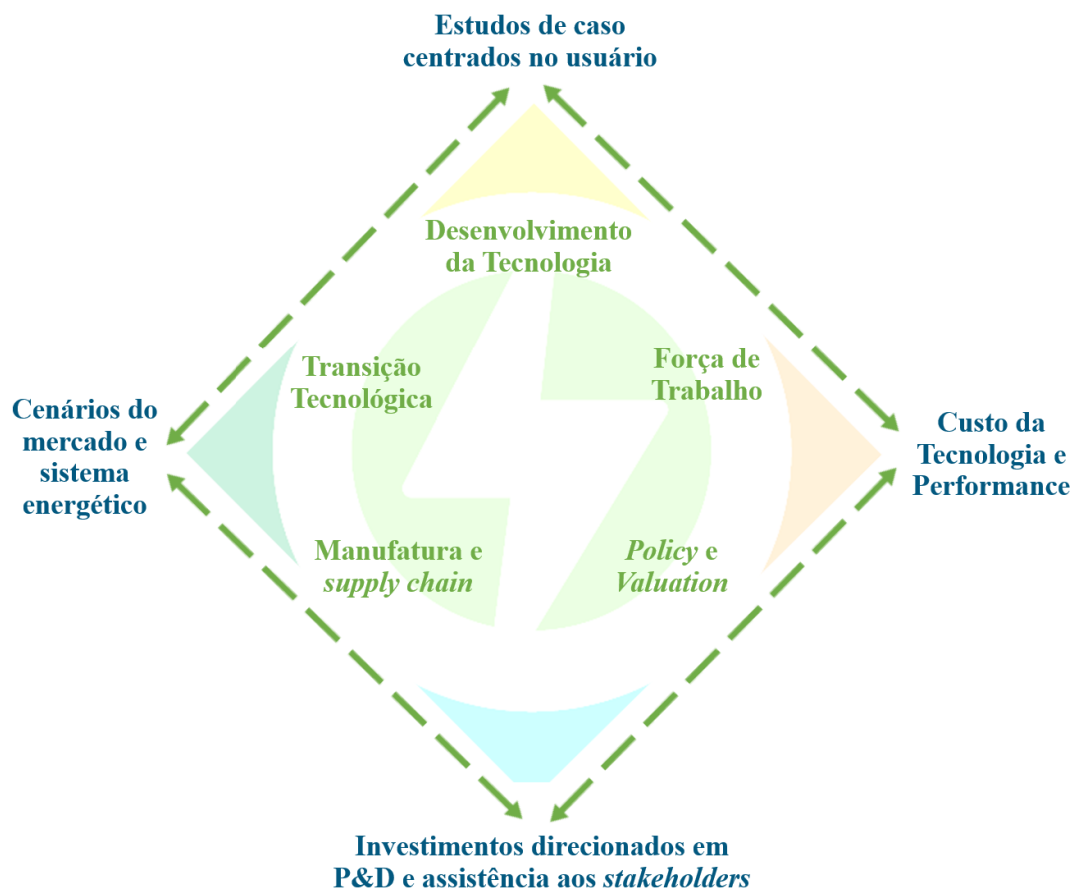
²¹ Usualmente, referidos como escritórios de tecnologia.

- e. *Workforce Development Track*: responsável por treinar trabalhadores, que podem pesquisar, desenvolver, desenhar, manufaturar e operar os SAE.

Para que atividades transformativas em P&D e assistência aos stakeholders setoriais sejam desenvolvidas, a análise do DOE aponta para um processo integrado e interrelacionado entre estudos de caso centrados no usuário e o objetivo estratégico do ESGC (Figura 12), baseado em três desafios:

- Inovar aqui (*innovate here*), desenvolvendo um portfólio de tecnologias capazes de atender à demanda dos stakeholders dos EUA em 2030;
- Fabricar aqui (*make here*), catalisando capacidades domésticas e assegurando uma cadeia de suprimento para os SAE condizente com a crescente demanda interna; e
- Desenvolver em todo lugar (*deploy everywhere*), com o objetivo de acelerar a transição tecnológica e desenvolvimento do mercado de armazenamento nos EUA e fora do país, utilizando o conjunto de tecnologias desenvolvidas no âmbito nacional.

Figura 12. Interrelação entre os objetivos e trilhas do ESGC



Fonte: Adaptado de DOE (2020, p. 33).

Esta abordagem sistêmica proposta pelo DOE inaugura uma análise do processo de transição - e, especificamente, da difusão das tecnologias de armazenamento de energia - enquanto inovações capazes de conduzir grandes transformações no funcionamento e estrutura do setor energético²². Retomando os elementos estruturantes do sistema sociotécnico e a formação de trajetórias tecnológicas em torno do armazenamento de energia, analisados no capítulo 2, são verificados dois diferentes perfis entre a política de armazenamento a nível federal e a nível do estado da Califórnia. No primeiro, o desenvolvimento do ESGC apresenta a integração entre indústria, mercado, tecnologia e instituições para inserção dos SAE à rede, estabelecendo as bases do que seria uma reconfiguração do regime sociotécnico.

Em segundo lugar, a nível estadual, os principais drivers de difusão de tecnologia estão em programas de incentivo à nível do consumidor, caracterizados como políticas de criação de nicho, ou de substituição de tecnologias a nível da *utility*, que podem ser considerados os primeiros passos para uma desestabilização do regime²³ (KIVIMAA; KERN, 2016). Por outro lado, verifica-se uma oportunidade para a integração de novos agentes ao setor, à medida que a propriedade da tecnologia de armazenamento tem se concentrado em terceiros, como agregadores, empresas de *leasing* e outros serviços.

A seção seguinte analisa estes impactos da integração dos SAE sob três principais visões: funcionamento do sistema elétrico, incluindo a inserção do armazenamento nos mercados e sua atuação em relação a tecnologias e fontes de energia consolidadas; o papel dos agentes incumbentes frente ao surgimento de novos modelos de negócios e agentes; e as perspectivas para a rede do futuro, caracterizada por uma alta inserção de tecnologias emergentes, dentre as quais o armazenamento.

5.3. Impactos da integração da tecnologia

A presença de políticas de incentivo ao armazenamento de energia, com base na análise da CPUC (2021), parte de três principais objetivos: otimização da rede, incluindo redução do pico, aumento da confiabilidade e postergação de investimentos em transmissão e distribuição;

²² Neste caso, a discussão se estende para além da matriz elétrica à medida que o setor energético (e por conseguinte seus agentes e tecnologias) é desafiado pela crescente tendência de eletrificação dos setores econômicos, com ênfase na indústria e transporte.

²³ Instrumentos de política pública podem ser considerados como desestabilizadores do regime quando atuam conforme o processo de “destruição criadora”, proposto por Schumpeter. Em linhas gerais, estes instrumentos envolvem a remoção de incentivos e a aplicação de políticas de controle para tecnologias consolidadas. Há, portanto, um processo de desequilíbrio ao regime dominante.

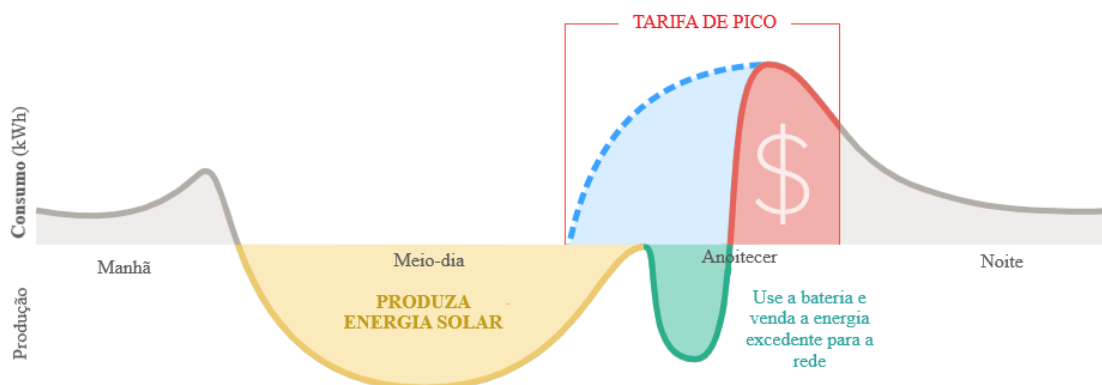
integração de renováveis; e redução de emissões de GEE em prol das metas estaduais de descarbonização.

Conforme apontado por RMI (2015), o desenho tarifário para consumidores comerciais no estado da Califórnia torna, em muitos casos, a redução de tarifa de demanda através de baterias uma opção atrativa. Além dos esforços para participação de SAE no mercado atacadista, que viabilizam a obtenção de receitas a partir do fornecimento de serviços ancilares à rede, este cenário resulta também do SGIP, que provê um amplo subsídio aos desenvolvedores de SAE (RMI, 2015). Deste modo, novas funções e fontes de receita são adicionadas aos SAE à medida que o desenvolvimento da tecnologia e a abertura dos mercados à sua participação se consolidam.

Neste sentido, Shuai e Raufer (2021) evidenciam o importante papel dos SAE quando associados a estruturas tarifárias do tipo *time-of-use* (TOU), que permitem ao consumidor a redução das faturas de eletricidade a partir da arbitragem e deslocamento do consumo para períodos com preços de eletricidade reduzidos. Ainda que estas estruturas com maior variação temporal estejam amplamente difundidas entre grandes consumidores, a nível residencial a obrigatoriedade de adesão de planos com tarifa TOU tem se desenvolvido de forma mais lenta.

A Califórnia, no entanto, em resposta à difusão acelerada de REDs, conta com um conjunto de pilotos tarifários para adoção de planos do tipo TOU associados à sistemas de armazenamento. Neste caso, a PG&E tem desenvolvido planos específicos para consumidores que possuem apenas sistemas de geração distribuída ou sistemas combinados de geração e armazenamento. A Figura 13 apresenta de forma gráfica o funcionamento da tarifa TOU, com base no plano E-TOU-A da PG&E (tarifa de pico entre 15h e 20h durante dias de semana), para consumidores com sistemas de GD e armazenamento.

Figura 13. Exemplo do funcionamento da tarifa TOU em uma curva típica de consumo



Fonte: Adaptado de SUNRUN (2021).

Para os agentes incumbentes, tais como as distribuidoras, o armazenamento de energia tem sido um elemento central do planejamento e postergação de investimentos na rede, bem como outros serviços. Assim, a tecnologia assume papel crescente como um dos pilares dos esforços de modernização da rede e ampliação da confiabilidade (CPUC, 2021).

A postergação de investimentos, sobretudo na rede de transmissão, é parte da justificativa da California Energy Storage Alliance (2021) para a integração dos SAE no setor elétrico californiano. Segundo a associação, os desafios oriundos do crescimento da carga, concentração da demanda de pico e congestão da rede se intensificam à medida que a expansão da rede de transmissão é altamente custosa, além das dificuldades associadas à permissão e construção de novas linhas. Assim, enquanto para novas linhas de transmissão o tempo de aprovação pela CPUC é de cerca de 18 meses e o prazo para que a linha entre em operação é de cerca de 10 anos, os SAE podem ser projetados, instalados e entrarem em operação em menos de 6 meses.

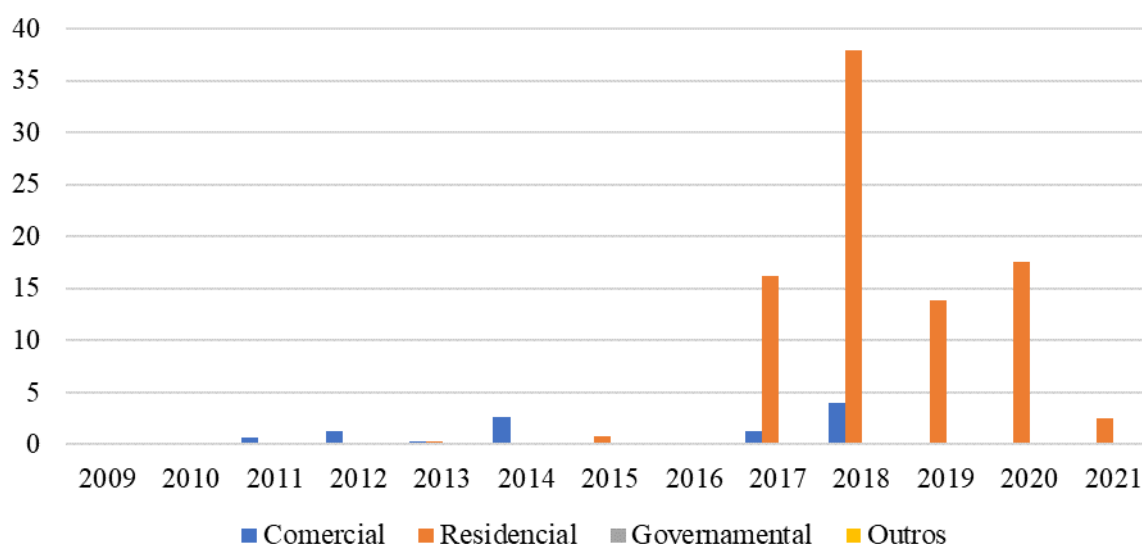
Os benefícios dos SAE são reforçados, ainda, sob a ótica dos custos: a adição de sistemas de armazenamento, com base em baterias de íon-lítio, representa um custo que varia entre \$0,393 e \$0,581 por MWh, enquanto a expansão tradicional da rede de transmissão possui um custo entre \$1 e \$10 por MWh. Um exemplo é o caso do Arizona, que em 2017, em parceria com a Fluence, uma empresa provedora de tecnologia e serviços de armazenamento, evitou a construção de 20 milhas (cerca de 32,2 km) em linhas de transmissão com sistemas de baterias de 2 MW, com 4 horas de duração. Além do objetivo inicial, os sistemas forneceram benefícios adicionais ao sistema, como regulação de tensão e estocagem da geração solar excedente (CESA, 2021).

A análise das políticas voltadas ao desenvolvimento dos SAE no caso da Califórnia corrobora as conclusões de Shuai e Raufer (2021), que apontam o desenvolvimento de instrumentos ativos

de política pública como um importante elemento propulsor da posição de destaque do estado no que tange a difusão do armazenamento de energia distribuído. Simultaneamente, sob o arcabouço regulatório da FERC, o engajamento da tecnologia aos mercados de eletricidade ocorreu através de reformas associadas ao estabelecimento de condições adequadas de remuneração dos SAE frente aos recursos convencionais.

Um exemplo deste papel das políticas de incentivo e da evolução do arcabouço regulatório é apresentado no Gráfico 3. No contexto do programa de incentivos e financiamento aos SAE, o SGIP, a evolução da adição anual de capacidade de armazenamento denota a convergência entre inovações regulatórias e a adoção da tecnologia. O ano de 2011, em que a Order 755 da FERC abriu o mercado de serviços ancilares para a participação de baterias, há um tímido início de difusão.

Gráfico 3. Capacidade adicionada anual de armazenamento em MWh (SGIP), 2009-2021



Fonte: Elaboração própria, com base em SGIP (2021).

Em 2014, quando os SAE integrados à GD passaram a ser elegíveis ao *net metering*, há um segundo momento de alta na adoção da tecnologia, com início da participação do segmento residencial. O ano de 2018, por fim, apresenta o ápice de adoção dos SAE, momento em que é aprovada pela FERC a Order 841, que amplia a participação da tecnologia em todos os mercados de eletricidade.

Neste caso, a Califórnia demonstra-se um caso de sucesso quanto à difusão de SAE em função de um conjunto estruturado de metas de desenvolvimento, ajustes regulatórios e programas de incentivo à tecnologia de armazenamento. Assim, mesmo em modelos de negócio ainda em

fase de desenvolvimento, os investidores contaram com um arcabouço político confiável - em função das metas legais de contratação pelas *utilities* - e retorno de investimento assegurado pelos benefícios fiscais e incentivo ao *value-stacking* (SHUAI; RAUFER, 2021).

No período recente, a tecnologia de armazenamento de energia foi priorizada pelos reguladores e empresas em momentos de emergência. Um exemplo é o caso do vazamento de gás natural após a explosão do poço Aliso Canyon, em outubro de 2015, em Porter Ranch, Los Angeles, Califórnia. Além dos impactos diretos à população e ao meio ambiente, resultando na declaração de estado de emergência pelo governo da Califórnia em janeiro de 2016, o desastre levou a uma série de restrições à rede elétrica, com ameaças ao corte de fornecimento na região do sul da Califórnia.

Em resposta a este contexto, a CPUC acelerou a aprovação, em maio de 2016, de cerca de 100 MW de SAE nas regiões das *utilities* SCE e SDG&E. Em 2017, as empresas Tesla, Greensmith Energy e AES Energy Storage inauguraram três projetos de baterias íon-lítio em larga escala, totalizando 70 MW. Assim, stakeholders reforçaram relevância do desenvolvimento de projetos de armazenamento para a rede elétrica, sobretudo com a crescente inserção de renováveis na matriz (GTM, 2017).

O estudo de Winfield, Shokrzadeh e Jones (2018) analisou o status das políticas de incentivo e objetivos em torno dos SAE nos EUA e União Europeia. Os autores identificam que nos EUA, a nível federal, as políticas públicas estavam limitadas a pequenas atuações, com ênfase na integração de renováveis, mudança climática, resposta da demanda e serviços ancilares. No contexto analisado pelos autores, este cenário estaria associado a uma trajetória sociotécnica de transformação, em que as inovações possuem baixo nível de desenvolvimento e não há pressões elevadas para a difusão acelerada, de modo que os incumbentes ajustam gradualmente suas atividades para a inserção destas inovações.

A nível do estado da Califórnia, os autores identificam como principal objetivo a facilitação da integração de renováveis e da transição energética. Com isso, o processo de transição adquiria contornos de uma trajetória de reconfiguração à medida que a criação de nichos para as inovações era fomentada por políticas de incentivo (WINFIELD; SHOKRZADEH; JONES, 2018, p. 578). Assim, mesmo que ainda em desenvolvimento, os SAE já eram vislumbrados no setor elétrico californiano como soluções para problemas locais, em um processo característico da trajetória de reconfiguração.

Frente ao apresentado, verifica-se que o desenvolvimento do *Energy Storage Grand Challenge*, pelo DOE, inaugura uma tendência à trajetória de reconfiguração, mesmo no contexto federal. A participação dos SAE nos mercados tem se desenvolvido para além de atuações específicas, corroborando a visão de que esta trajetória tem levado a ajustes adicionais na arquitetura setorial em função da integração do armazenamento. Em contrapartida, a nível estadual, a presente pesquisa reafirma as conclusões de Winfield, Shokrzadeh e Jones (2018), indicando uma trajetória de reconfiguração no setor elétrico californiano em função da integração dos SAE. Esta trajetória tende a ser acelerada com a convergência em relação à trajetória federal (e a análise da FERC e do DOE, especificamente), bem como pela recente adoção, por parte das IOUs, de novas tarifas específicas para os diferentes REDs.

6 O CASO DE SOUTH AUSTRALIA

A Austrália apresenta uma das melhores condições para difusão de fontes de energia renováveis no mundo, com um potencial de alta penetração de geração solar fotovoltaica e uma condição estratégica para difusão de geração descentralizada em função de suas características regionais e da alta participação de consumidores off-grid. Por outro lado, um dos principais desafios para este país é a integração da crescente geração de energia eólica à rede, principalmente no estado de South Australia (SA) (MOORE; SHABANI, 2016).

O país é uma federação composta de seis estados autogovernados, dois territórios e um governo federal. O estado de SA possui uma população de aproximadamente 1,8 milhões, sendo o segundo menor estado em população do país (MCGREEVY *et al*, 2021; AUSTRALIAN BUREAU OF STATISTICS, 2021). Tal como no caso da Califórnia, SA apresenta um conjunto de políticas ambiciosas em torno da descarbonização e, de modo mais amplo, da transição energética, se inserindo no contexto internacional como um importante player na difusão de SAE.

Assim, dos estados australianos, a transição energética verificada em SA se destaca em função da rápida difusão de renováveis na geração de eletricidade e a frequente superação das metas observadas em políticas públicas e da expectativa dos agentes setoriais (MCGREEVY *et al*, 2021). Em menos de 15 anos, o estado, que em 2006 gerava toda sua eletricidade a partir de combustíveis fósseis, teve 60% de sua demanda atendida por fontes intermitentes de geração renovável em 2020. Assim, SA foi considerada um exemplo da rede de eletricidade do futuro, dominada pela geração solar e eólica, e apoiada pelo armazenamento de energia (BOWYER; KUIPER, 2021).

Apesar da rápida difusão destas tecnologias no âmbito estadual, a ausência de um arcabouço regulatório e de políticas específicas em torno das tecnologias de armazenamento reflete-se na ausência de trabalhos de revisão sob esta perspectiva (MARTIN; RICE, 2021). Assim, o desenvolvimento dos SAE no estado de SA, sobretudo no que tange ao contexto da perspectiva multinível, é uma lacuna verificada na literatura.

Visando a obtenção de lições acerca do caso de SA, a presente seção divide-se em três subseções, além desta breve introdução: na primeira, analisa-se o arcabouço geral da transição energética e modernização recente do setor elétrico de SA. Em seguida, são identificadas as principais políticas, iniciativas e programas que fomentam a difusão da tecnologia de armazenamento no contexto de SA. Por fim, a última seção tece algumas análises acerca dos

impactos da integração da tecnologia sobre a rede e agentes setoriais, bem como perspectivas para o estado.

6.1. Transição energética, modernização da rede e reformas institucionais

A Austrália apresenta especificidades à estrutura de mercado de eletricidade em função de questões regionais: o National Electricity Market (NEM), a rede de eletricidade nacional composta pelos estados da South Australia (SA), Tasmania, Victoria (VIC), New South Wales (NSW) e Queensland (QLD), além do Australian Capital Territory (ACT). O NEM é um dos maiores sistemas de energia elétrica interconectados do mundo, atendendo a 90% da população australiana, com cerca de 750 mil km de rede de distribuição (SUE et al 2014).

Os demais consumidores são atendidos pelo Wholesale Energy Market (WEM) ou são consumidores off-grid, que possuem uma participação significativa na Austrália. Frente à relativa autonomia dos estados e a ausência de menção à política energética na constituição nacional, os estados australianos têm, historicamente, sido responsáveis pela geração, distribuição e regulação da eletricidade. Até a década de 1990, quando os mercados foram liberalizados e, em SA, todos os ativos foram privatizados, os estados possuíam geradores e redes de distribuição sob poder público (MCGREEVY *et al*, 2021).

Assim, Smith (2021) destaca as especificidades do sistema elétrico de SA como elementos relevantes para a definição de iniciativas e políticas em torno da transição energética. São estas:

- i. Localização, no extremo oeste do NEM, com nível mínimo de interconexão com outros estados australianos e uma extensa rede litorânea de fornecimento de eletricidade;
- ii. Infraestruturas, com ativos de geração próximos do limite de sua vida útil (sobretudo carvão e gás natural) e ausência de plantas de geração nuclear ou grandes hidrelétricas;
- iii. Comportamento da demanda, que apresenta grande variação entre a média (1.500 MW), o pico (3.000 MW) e a demanda líquida mínima (300 MW);
- iv. Mercado, caracterizado por uma estrutura privatizada e desagregada; e
- v. Recursos, tendo em vista o potencial de geração solar e eólica em grande parte do território australiano.

No contexto da transição energética, a Austrália tem enfrentado dificuldades na coordenação de políticas de incentivo à difusão de REDs e fontes de geração de energia renovável. Considerado um elemento central para a aceleração de integração de fontes de energia

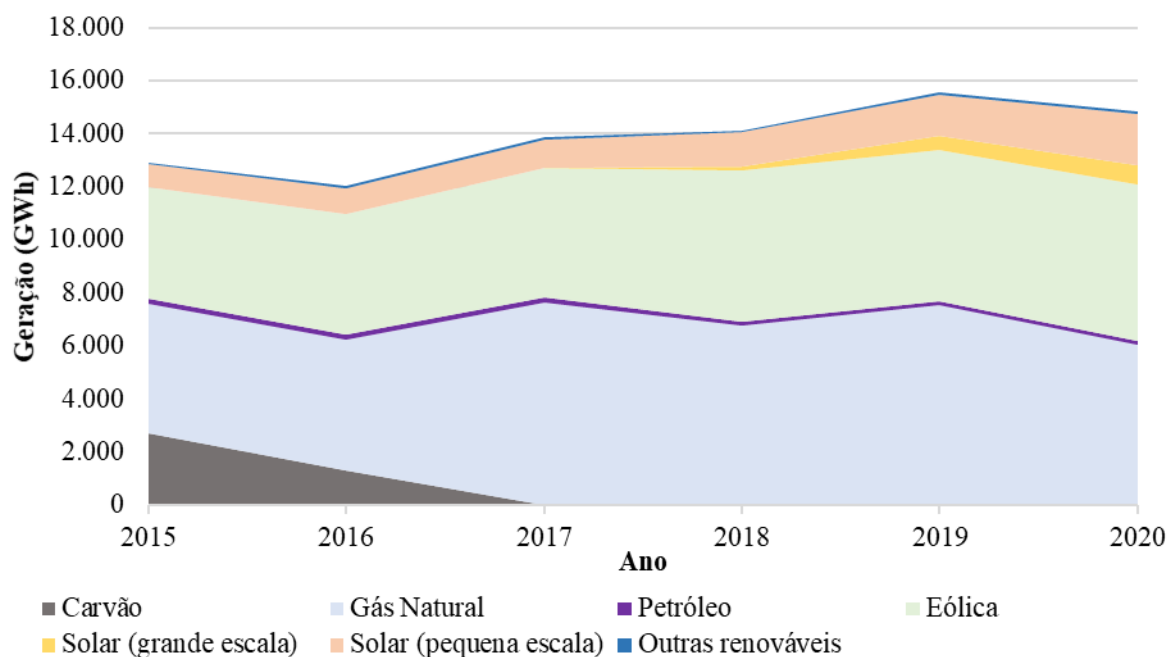
renováveis ao sistema elétrico australiano, a Renewable Energy Targets (RETs) foi estabelecida em 2001, com o objetivo inicial de atingir, em função de sua dependência de combustíveis fósseis, 2% da geração de eletricidade derivada de fontes renováveis. Em 2009, a meta foi revista, estabelecendo a participação de renováveis em 20% da geração de eletricidade até 2020, o que equivaleria à 41 TWh.

No ano de 2011, a RETs passou a ser composta por duas partes: a Large-Scale Renewable Energy Target (LRET) e a Small-Scale Renewable Energy Scheme (SRES). Enquanto o primeiro fornecia incentivos financeiros ao desenvolvimento em larga escala, visando atender à meta para 2020, o segundo fornece incentivos à consumidores residenciais ou comerciais para instalação de sistemas de geração solar fotovoltaica ou de aquecimento, com previsão de reduções contínuas do subsídio até 2030. No ano de 2015, o Renewable Energy Amendment Bill reduziu a meta da LRET para 2020 de 41 TWh para 33 TWh, com metas para anos subsequentes também ajustadas (LI et al., 2020; CER, 2020).

No entanto, ainda que as metas nacionais tenham sido reduzidas, alguns estados têm desenvolvido ativamente incentivos e programas para difusão da geração de energia renovável. Nos territórios, o Australian Capital Territory adotou como objetivo que a geração renovável corresponda à totalidade da eletricidade consumida no território até 2020. Não obstante, quanto aos estados, South Australia tem ampliado sua meta consistentemente, tendo como objetivo atual a participação de 100% de geração renovável no setor de eletricidade até 2030 (CCA, 2019, 2014).

Em função destas metas, SA tem avançado na difusão da geração renovável de forma significativa. Conforme apontado por McGreevy *et al* (2021), no período entre 2004 e 2018, o estado de SA passou por um processo acelerado de transição sustentável, marcada pela mudança de seu sistema elétrico de inteiramente baseado em combustíveis fósseis para 50% de geração de eletricidade a partir de fontes solar e eólica (Gráfico 4). Assim, os autores consideram que o estado apresenta evidências para a aceleração da transição energética em mercados privatizados através de iniciativas de políticas públicas.

Gráfico 4. Geração de eletricidade por fonte (em GWh), 2015-2020



Fonte: *Elaboração própria, com base em Department of Industry, Science, Energy and Resources (2021).*

Em face deste crescimento acelerado, em 11 de outubro de 2020, a geração solar em SA foi suficiente para atender 100% da demanda por eletricidade do estado por uma hora, entre 12:30 e 13:30. Não obstante, para além da difusão de plantas centralizadas, consumidores do estado australiano têm investido em REDs (sobretudo sistemas de geração distribuída), com a instalação de painéis fotovoltaicos atingindo a 33% das unidades consumidoras (AEMO, 2021).

Nesse contexto de transição, a estrutura do mercado de eletricidade de SA, bem como seus agentes incumbentes, é relevante para a discussão da modernização em face da integração de novas tecnologias. Como já mencionado, como estado participante do NEM, SA possui considerável autonomia acerca de seus objetivos e políticas energéticas, bem como possui um mercado liberalizado. O processo de privatização se iniciou no fim da década de 1990, quando os estados e territórios australianos concordaram em separar os segmentos da indústria de eletricidade, à época verticalmente integrados e sob propriedade estatal (BILLIMORIA; POUDINEH, 2018).

A abertura do mercado varejista à competição foi realizada em 2003, com a ausência de regulação sobre os preços a partir de 2013. Ao longo dos anos, no entanto, o mercado tem se concentrado gradualmente, através de atividades de fusão e aquisição e novos investimentos (BILLIMORIA; POUDINEH, 2018; SIMSHAUSER, 2018). Segundo dados da Australian

Competition & Consumer Commission (ACCC), cerca de 75% da capacidade de geração de eletricidade em SA é concentrada em três grandes players: AGL Energy (39%), Engie (22%) e Origin (14%). Assim, o nível de liquidez e as vantagens obtidas por estes comercializadores verticalmente integrados dificulta a efetiva competição no mercado varejista, sobretudo em relação à novos entrantes e pequenos comercializadores (ACCC, 2018).

Ainda assim, a expressiva evolução da matriz energética do estado de SA tem ganhado relevância na discussão internacional, de modo que McGreevy *et al* (2021) apontam que o estado apresenta evidências da aceleração da transição energética em mercados privatizados através de iniciativas de políticas públicas. Além da presença de políticas de incentivo como motivadoras para a adoção de renováveis, Bowyer e Kuiper (2021) destacam o histórico regional e as características de mercado, mencionadas anteriormente, como relevantes para essa rápida difusão de novas fontes de geração.

No primeiro ponto, a ausência de dependência da exportação de combustíveis fósseis, bem como a longa permanência do Partido Trabalhista Australiano no governo de SA (2002-2018) e seu compromisso com a transição energética (MCGREEVY *et al*, 2021), auxiliou a aceleração de políticas de descarbonização e incentivos à renováveis, como os contratos de longo prazo para compra de eletricidade a partir de renováveis e a implementação de tarifas *feed-in*.

Quanto ao mercado, destaca-se que, além da dotação natural para geração de eletricidade a partir das fontes eólica e solar, o estado também contou com altos preços no mercado varejista e atacadista de eletricidade. Assim, muitos projetos sob o incentivo da RET foram instalados em SA, dada a atratividade econômica (BOWYER; KUIPER, 2021). Não obstante, a motivação para o processo de transição energética também é relevante para a análise do armazenamento enquanto tecnologia fundamental para o setor elétrico australiano.

Como apontado por MCGREEVY *et al* (2021), além da redução de emissões de GEE e descarbonização, a política em clima e energia voltada para a inserção de geração renovável é motivada também pela necessidade de endereçar questões estruturais do sistema elétrico australiano, como a dependência externa em relação à importação de energia e os consequentes preços elevados no mercado atacadista. Ademais, a substituição da infraestrutura de geração a partir de carvão e gás, já depreciadas, é uma motivação adicional para a inserção de renováveis.

Em complemento a este processo, a difusão de novas tecnologias, resultando em produtos e serviços energéticos não tradicionais, tem levado à crescente discussão acerca da modernização do setor elétrico australiano. Assim, na visão da Australian Energy Market Commission

(AEMC), tecnologias como GD, SAE, serviços de gerenciamento de energia, veículos elétricos e recarga rápida, provedores de serviço de armazenamento e usinas virtuais de energia não foram inicialmente previstas no National Energy Customer Framework (NECF)²⁴, e estão testando os limites do mesmo (AEMC, 2020).

Isto posto, cabe analisar em que medida o desenvolvimento e promoção de políticas e programas voltados a tecnologias de armazenamento de energia tem se inserido neste contexto do NEM e, especificamente, de South Australia. Para tal, o Quadro 9 apresenta, sucintamente, as principais instituições associadas à transição energética no setor elétrico australiano.

Quadro 9. Marco Institucional do Setor Elétrico Australiano

Instituição	Função
<i>Council of Australian Governments (COAG)</i>	Criado em 1992 para debater e coordenar as atividades entre os diferentes níveis de governo, é composto pelo governo federal e pelos governos dos seis estados e dois territórios continentais;
<i>Australian Energy Market Comission (AEMC)</i>	Responsável por criar e desenvolver as regras do Mercado de Energia e, como instituição nacional, fornece conselho estratégico e operacional para o <i>Council of Australian Governments Energy Council</i> ;
<i>Australian Energy Regulator (AER)</i>	Responsável por definir as normas do mercado atacadista e pela regulação de redes de distribuição e transmissão do NEM. Após 2016, também passou a ser responsável pela regulação da rede de distribuição do WEM;
<i>Australian Competition and Consumer Comission (ACCC)</i>	Responsável por evitar práticas anticompetitivas, visando combater práticas abusivas de poder de mercado e proteger os interesses dos consumidores. Também atua na regulação dos setores de infraestrutura;
<i>Australian Renewable Energy Agency (ARENA)</i>	Estabelecida em 2012 para gerenciar os programas de apoio às energias renováveis. Tem como objetivo inicial fornecer uma administração mais independente, eficiente e simplificada dos fundos de financiamento existentes;
<i>Department of Resources, Energy and Tourism (RET)</i>	Responsável por políticas e programas de tecnologia, especialmente na área de energia. Tem se voltado para fontes de energia limpa e eficiência energética industrial.

Fonte: Adaptado de Câmara e Ramalho (2018).

Destaca-se que, no que tange o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia, a ARENA é considerada o principal mecanismo de suporte na Austrália, investindo fortemente na difusão de SAE eletroquímicos (SANI *et al.*, 2020). Ademais, dado que a regulação e as

²⁴ O NECF é um conjunto de instrumentos legais que regulam a venda e fornecimento de eletricidade e gás aos consumidores varejistas. Ele é composto por diversos documentos, dentre os quais se destacam o *National Energy Retail Law*, o *National Energy Retail Rules* e o *National Energy Retail Regulation*.

propostas de modernização da rede partem de agentes institucionais como AER, AEMC e AEMO, a análise do caso de SA, tal como no caso da Califórnia, pressupõe a consideração de elementos a nível federal.

Com base neste contexto, e tendo este conjunto de instituições centrais definido, a seção seguinte apresenta brevemente políticas e programas desenvolvidas, a âmbito nacional ou estadual, que sejam voltadas à tecnologia de armazenamento de energia ou, ainda, que tenham impactado diretamente sua difusão em SA.

6.2. Políticas e programas voltados ao armazenamento de energia

Segundo Moore e Shabani (2016), ainda que a ARENA tenha identificado o armazenamento como crucial à crescente integração de fontes renováveis e promovido diversos projetos de demonstração, a Austrália conta com uma ausência de políticas voltadas para esta tecnologia a nível federal. Nesse sentido, ainda que a inovação e desenvolvimento das tecnologias em atividades individuais apoiadas pelo *Australian Electricity Storage Technologies Program* e outros programas governamentais, a coordenação da inovação e da inserção das tecnologias de armazenamento à estrutura de mercado vigente no NEM não ocorreu de maneira adequada, resultando em aplicações pouco eficientes e subdesenvolvidas (SUE; MACGILL; HUSSEY, 2014).

Por outro lado, ainda que não restritas e focadas aos SAE, a Austrália conta com um conjunto de políticas governamentais e incentivos associados ao cumprimento de seus objetivos de descarbonização, como metas de energia renovável (RETs, do inglês Renewable Energy Targets) nacionais e estaduais, tarifas feed-in para GD, programas de pesquisa e desenvolvimento (RDP, do inglês Research and Development Programs) e programas para tecnologias emergentes (ERP, do inglês Emerging Renewables Programs) (LI *et al*, 2020).

Em 2015, a estratégia de investimento de baixo carbono lançada pelo governo de SA também permitiu a maior adesão aos SAEs, utilizados especialmente para prevenir o sistema de problemas de confiabilidade e cortes de fornecimento em função da intermitência da geração renovável. O objetivo central da estratégia é atingir \$ 10 bilhões de investimentos em geração de energia de baixo carbono até 2025, além de obter 50% de sua produção a partir de fontes renováveis, até o mesmo ano. Para tal, o governo estadual delineou quatro estratégias que podem auxiliar ao atingimento das metas. São estas:

- i. Políticas claras e ambiente regulatório eficiente;

- ii. Divulgação de informações (*roadmaps*, diretórios de dados) para atração de investimentos;
- iii. Apoio estatal para difusão do mercado em larga escala; e
- iv. Facilitar as condições de realização de projetos, para alavancar o financiamento e apoio.

Assim, o plano já apontava, no contexto das tecnologias relevantes, o armazenamento de energia como importante solução para atender aos desafios associados ao crescente nível de difusão de fontes de geração renováveis no estado de SA (GOVERNMENT OF SOUTH AUSTRALIA, 2015).

Em 2017, o governo de SA divulgou um plano, intitulado *Our Energy Plan*, que delinea as bases para a transformação em direção a um sistema energético sustentável. Para tal, a divisão *Growth and Low Carbon* (GLC) do departamento de energia e mineração do governo de SA, responsável pelas iniciativas associadas à transição energética, tem acompanhado a meta do estado de, em 2030, atingir a marca de 100% de geração líquida a partir de renováveis.

Como parte deste esforço, o GLC identifica que os desafios da transição energética, somados às características regionais, serão superados, entre outras medidas, pela difusão de baterias (distribuídas e em larga escala) e sistemas de armazenamento de energia, de modo geral. Assim, são exemplos de programas desenvolvidos pelo GLC (SMITH, 2021):

- i. Home Battery Scheme, com orçamento de \$100 milhões;
- ii. Grid Scale Storage Fund, com orçamento de \$50 milhões;
- iii. Renewable Technology Fund, com orçamento de \$150 milhões;
- iv. South Australia's Virtual Power Plant, projeto apoiado pelo governo de SA; e
- v. Electric Vehicle Plan, com investimentos de \$18,3 milhões.

O *Home Battery Scheme* foi lançado em outubro de 2018 pelo governo estadual de SA, com o objetivo de atingir a meta de 40.000 sistemas de baterias instalados em unidades consumidoras residenciais. Além do orçamento de \$100 milhões em subsídios do governo de SA, o programa contou com \$100 milhões em financiamento do *Clean Energy Finance Corporation* (CEFC) para empréstimos a taxas atrativas para sistemas de geração e armazenamento distribuídos. Além da meta em instalações, o programa tinha como objetivo reduzir a demanda na rede em períodos de ponta e, por consequência, reduzir os preços de eletricidade para todos os consumidores (CRAFTER, 2018).

O subsídio foi disponibilizado a todos os consumidores de SA conectados à rede, e calculado com base na capacidade de armazenamento (kWh) da bateria adquirida. Ademais, consumidores portadores de concessões de energia (descontos ofertados pelo governo estadual a grupos específicos) são elegíveis a subsídios superiores, a fim de assegurar que unidades consumidoras de baixa renda tenham acesso ao incentivo. A Tabela 5 apresenta o nível atual de subsídios no contexto do programa.

Tabela 5. Subsídios vigentes no programa Home Battery Scheme

Critério	Subsídio
Portador de concessão de energia	\$ 250 por kWh
Demais consumidores	\$ 150 por kWh
Subsídio máximo por instalação	\$ 2.000

Fonte: Adaptado de Government of South Australia (2021).

No ano de 2019, a Austrália ultrapassou a capacidade de 1GWh em baterias, com cerca de 22 mil SAE instalados em domicílios. O programa *Home Battery Scheme* lidera esse crescimento (CEC, 2020). Essa difusão é coerente com a análise de Moore e Shabani (2016), que apontam que a difusão de SAE eletroquímicos deve se desenvolver inicialmente no setor residencial, como no caso da geração solar fotovoltaica distribuída, em função da dotação de condições excelentes para a geração centralizada e os preços de eletricidade elevados.

Em conjunto com o Home Battery Scheme, o governo de SA anunciou, ainda em 2018, o Grid Scale Storage Fund como um dos elementos centrais da política energética estadual. Assim, o objetivo do programa é acelerar a difusão de novas instalações de armazenamento em larga escala, capazes de solucionar o desafio da intermitência no setor elétrico de SA (GOVERNMENT OF SOUTH AUSTRALIA, [s.d.]).

Ademais, um objetivo previsto do financiamento de \$50 milhões é catalisar os investimentos do setor privado, contribuindo para a difusão de SAE voltados para ampliação da segurança do sistema, competição no mercado, integração de renováveis e, por fim, confiabilidade da rede. Para tal, todo o financiamento seria destinado a projetos elegíveis em uma única rodada (GOVERNMENT OF SOUTH AUSTRALIA, [s.d.]). Dentre os projetos financiados e considerados bem-sucedidos, encontram-se a expansão do Hornsdale Power Reserve (\$15 milhões) em 50 MW de baterias e o projeto de Usina Virtual da Tesla (\$ 10 milhões, em cinco anos), com 3 mil sistemas residenciais instalados (20 MW) (DEPARTMENT OF ENERGY AND MINING, 2021).

De forma similar, em 2017, o Renewable Technology Fund já havia sido lançado com o objetivo de apoiar o investimento em novas tecnologias renováveis e de gerenciamento da demanda, com ênfase na confiabilidade e segurança do sistema. Assim, o programa de \$ 150 milhões previa investimentos em três grupos de tecnologias ou soluções: controle da intermitência da geração renovável, armazenamento de energia e bioenergia (AUSTRALIAN TENDERS, 2017).

O projeto de usina virtual de energia de SA (SA *Virtual Power Plant*), quarto item na lista de iniciativas relevantes do GLC, foi divulgado em 2018 como um projeto desenhado em fases que objetivam demonstrar o papel da usina virtual na redução de custos para os participantes e demais consumidores da região. Assim, as fases de teste envolveram 1.100 unidades consumidoras, que foram dotadas de sistemas de geração e armazenamento distribuídos até o fim de 2019.

Como mencionado, a usina virtual é um projeto em parceria com a Tesla, que em outubro de 2019, lançou um plano de eletricidade, com tarifas mais atrativas, para consumidores que gostariam de comprar seus sistemas de armazenamento e participar da usina virtual. Atualmente, o projeto está em sua terceira fase, adicionando 3.000 unidades consumidoras à planta virtual. O objetivo é de atingir, sem prazo definido, 50 mil unidades residenciais conectadas (DEPARTMENT OF ENERGY AND MINING, 2021b)

Por fim, o último elemento citado pelo GLC é o *Electric Vehicle Action Plan*, um plano com objetivo de preparar o estado para a difusão de veículos elétricos, removendo as barreiras através da redução de custos, investimentos privados em infraestrutura pública de carregamento (\$ 25 milhões previstos) e, simultaneamente, redução de emissões de GEE em mais de 50% até 2030 (comparado aos níveis de 2005). O plano possui relação direta com sistemas de armazenamento, uma vez que prevê a difusão de baterias oito vezes maiores que as residenciais, acopladas aos veículos.

Assim, além dos ganhos de escala e de eficiência associados à difusão destes sistemas de armazenamento integrados à mobilidade, tem-se a redução de custos e, por fim, os benefícios ambientais. Neste último, destaca-se que o plano prevê, ainda, um programa de responsabilidade na produção de baterias, objetivando a reutilização (ou segunda vida) e apropriada reciclagem destas tecnologias (GOVERNMENT OF SOUTH AUSTRALIA, 2020).

Ainda que tenham sido destacados no período recente como iniciativas fundamentais em torno do armazenamento, estas políticas não foram as primeiras a serem desenvolvidas em torno do

tema. A nível federal, ainda em 2012, a Austrália estabeleceu um sistema de comércio de emissões de dióxido de carbono (CO₂), voltado para grandes emissores (superiores a 25 milhões de toneladas de CO₂ equivalente por ano), incluindo grandes usinas térmicas. No entanto, o sistema foi abolido com a mudança de governo em 2014 (BILLIMORIA; POUDINEH, 2018).

Assim, verifica-se que a Austrália, no âmbito nacional, apresentou iniciativas voltadas para a aceleração da transição energética e descarbonização, que poderiam, por seu turno, ser importantes motivadores para o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia. No entanto, nota-se que este arcabouço se tornou amplamente dependente da estratégia político-partidária, estando suscetível às mudanças de governo, a exemplo da precificação de emissões de CO₂.

No âmbito normativo, a Austrália não havia apresentado, até o período recente, um arcabouço regulatório em torno dos SAE. Apesar de ter verificado questões regulatórias que possam atuar como barreiras à integração desta tecnologia, a AEMC avaliou, em 2015, que o arcabouço regulatório vigente na Austrália era suficientemente desenvolvido para a adoção de SAE em todo o setor de eletricidade e robusto para este processo de mudança tecnológica (AEMC, 2015).

No entanto, a rápida difusão destes sistemas, bem como a variedade de aplicações possíveis, tem retomado a discussão em torno deste tópico. Assim, a percepção dos *stakeholders* indica que são necessárias algumas modificações para a simplificação desta integração, principalmente no que tange ao estabelecimento de definições claras e limitações à atuação das tecnologias em serviços ou mercados específicos (AEMC, 2015). Nos últimos anos, corroborando esta análise, a Austrália tem desenvolvido um conjunto de reformas a regulações existentes, voltadas para o reconhecimento dos benefícios dos SAE em toda a rede de eletricidade (MOORE; SHABANI, 2016).

Em 2020, a AEMC iniciou um processo de consulta pública para identificação de mudanças regulatórias para integração de SAE ao NEM. O processo objetiva, de modo geral, analisar a melhor atualização regulatória para reconhecer o armazenamento e instalações híbridas acerca de seu fluxo bidirecional, ampliando o papel de tecnologias emergentes e viabilizando novos modelos de negócio (AEMO, 2020).

Assim, um conjunto de possíveis restrições aos SAE distribuídos, identificados por Sue *et al* (2014) na regulação acerca das regras de registro para participação nos mercados, podem ser superadas a partir dos resultados desta consulta pública. As reformas propostas a partir das

revisões do arcabouço regulatório em curso objetivam reconhecer os benefícios dos SAE para a rede, como um todo, e para os stakeholders setoriais (consumidores, distribuidoras, transmissoras, etc). As revisões são cruciais, portanto, para assegurar a participação e viabilidade de microrredes e outros modelos de negócio em que os SAE se inserem (MOORE; SHABANI, 2016).

Com base neste arcabouço de políticas em torno do armazenamento de energia, no qual se destaca a proatividade do estado de SA em relação ao âmbito federal nos últimos anos, a seção a seguir objetiva consolidar as questões levantadas acerca da transição energética australiana e o papel do armazenamento de energia, tecendo uma análise acerca dos impactos e atuações destas tecnologias e, por fim, suas perspectivas.

6.3. Perspectivas e impactos do armazenamento para o setor elétrico australiano

A difusão dos SAE na Austrália tem se dado de maneira mais acelerada nos estados e territórios com políticas mais agressivas para difusão da geração renovável, dentre os quais SA se destaca. De acordo com o estudo do *Climate Council of Australia*, os estados de South Australia e Tasmania e o território ACT apresentam liderança no contexto da descarbonização do setor de eletricidade e integração de renováveis. Não obstante, o estado de Victoria tem apresentado aceleração na difusão de REDs, estabelecendo uma meta de 50% de participação de renováveis na matriz elétrica até 2030 e \$1,3 bilhões para o programa *Solar Home*, que visa a instalação de sistemas residenciais de geração solar fotovoltaica e armazenamento de energia (CCA, 2019). Assim, os impactos e perspectivas em torno da tecnologia estão associados à uma análise a nível estadual, conforme destacado na seção anterior.

De fato, as tecnologias de armazenamento de energia têm se destacado como uma solução interessante ao caso de SA, cujas características como metas elevadas de difusão de renováveis e um relevante conjunto de consumidores off-grid tornam os SAE adequados para o enfrentamento aos desafios da transição energética neste país. O Quadro 10 apresenta os benefícios dos SAE aplicados aos principais segmentos do mercado de eletricidade australiano, destacando sua relação com as especificidades do país.

Quadro 10. Benefícios da aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) nos principais segmentos de mercado no contexto australiano

Segmentos de mercado	Aplicação	Benefícios dos SAE	Contexto Australiano
Atacadista	Larga Escala (<i>utility</i>)	Apoio à crescente difusão de fontes renováveis	Metas elevadas de geração de energia

		intermitentes, arbitragem de preços, serviços ancilares	renovável (50% - 100%)
Transmissão e Distribuição	Gestão da rede	Gestão da demanda, alívio à congestão da rede e problemas de qualidade do fornecimento, serviços ancilares	Restrições de rede, problemas de qualidade de energia devido à concentração de energia renovável
Consumidor Final	Atrás do medidor	Apoio a instalações mais amplas de geração solar fotovoltaica, aumento da utilização de geração solar, redução da demanda da rede	Alta difusão de geração solar fotovoltaica residencial
Off-Grid	Hibridização de energias renováveis	Apoio à maior concentração de geração renovável intermitente para compensar combustíveis fósseis	Mercado off-grid extenso

Fonte: Adaptado de Moore e Shabani (2016), com base em AECOM (2015).

Conforme já discutido, a Austrália e seus estados têm passado por um amplo processo de modernização associado ao contexto da transição energética. Nos últimos anos, a ampliação de interrupções de fornecimento de energia, eventos climáticos e limitações de fontes de geração de energia renováveis têm incitado a discussão acerca do uso de SAE no país (MARTIN; RICE, 2021). Neste sentido, os autores destacam a tempestade enfrentada pelo estado de South Australia em setembro de 2016, que levou à múltiplas falhas nas redes de transmissão e, conseqüentemente, o corte de fornecimento em todo o estado. A restauração do fornecimento, que inicialmente levou três dias, foi ainda mais crítica em função das condições reduzidas de geração eólica e o excesso de carga na conexão interestadual.

Em fevereiro de 2017, um novo blackout atingiu a cerca de 90 mil residências de SA em função da combinação entre a onda de calor, provocando um aumento na demanda por eletricidade, e a dificuldade dos mercados em promover o balanceamento entre oferta e demanda de energia. Assim, em março de 2017, o primeiro ministro anunciou um plano de segurança energética – *Our Energy Plan* –, estimado em AU\$ 550 milhões, que incluía a intenção de construir uma instalação de baterias em larga escala (MARTIN; RICE, 2021).

Esse contexto inseriu o estado de SA e sua transição sustentável na discussão nacional e internacional, sobretudo com a proposta da Tesla, empresa automotiva e de armazenamento de energia norte-americana, de construir o maior sistema de baterias (100 MW) do mundo em 100 dias, ou os custos do SAE seriam arcados pela própria empresa. A proposta, realizada pelo fundador e CEO da Tesla, Elon Musk, foi uma resposta à situação do estado e, sobretudo, à posição das empresas de armazenamento consultadas pelo governo, que informaram que a

construção de uma megabateria, tal como proposto no *Our Energy Plan*, levaria anos para entrar em operação (MCGREEVY *et al*, 2021).

Simultaneamente, a rápida difusão e integração de renováveis tem desafiado a confiabilidade e segurança do sistema. Assim, os SAE têm desempenhado um papel relevante quanto a estes desafios técnicos, com quatro projetos de baterias em larga escala já em operação, além de dois em construção. Segundo o ministro de energia de SA, a tendência é de contínuo crescimento de projetos envolvendo os SAE (BOWYER; KUIPER, 2021), que tem sido corroborada pela análise de projetos em larga escala anunciados (Tabela 6).

Tabela 6. Instalações de SAE operacionais e propostas, com capacidade superior a 10 MW²⁵

Projeto	Empresa Proprietária	Capacidade (MW)	Tecnologia	Status
Dalrymple ESCRI Battery	ElectraNet	30 MW	Baterias íon-lítio	Operacional
Hornsedale Power Reserve	Neoen Australia	150 MW	Baterias íon-lítio	Operacional
Lake Bonney Battery Storage Facility	Infigen Energy	25 MW	Baterias íon-lítio	Operacional
Torrens Island BESS (Stage 1)	AGL Energy	250 MW	Baterias íon-lítio	Em desenvolvimento
Templers Battery Energy Storage System	RES	30 MW	Baterias íon-lítio	Em desenvolvimento
Templers West Battery Energy Storage System (Stage 1)	GreenPower Investment Pty Ltd	50 MW	Baterias íon-lítio	Em desenvolvimento
Goyder South Hybrid Renewable Power Station Project (Stage 1)	Neoen	300 MW	Baterias íon-lítio	Em desenvolvimento
Goyder South Hybrid Renewable Power Station Project (Stage 2&3)	Neoen	600 MW	Baterias íon-lítio	Em desenvolvimento
Crystal Brook Energy Park (Hydrogen Superhub)	Neoen	210 MW	Baterias (160 MW) e Hidrogênio (50 MW)	Em desenvolvimento
Baroota Pumped Hydro Project	Rise Renewables	246 MW	UHR	Em desenvolvimento
Goat Hill Pumped Hydro Energy Storage Project	Altura	230 MW	UHR	Em desenvolvimento
Playford Utility Battery Storage	SIMEC ZEN Energy	100 MW	Baterias íon-lítio	Em desenvolvimento
Summerfield Hybrid Grid Firming Power Station	SAPGen Pty Ltd	30 MW	Baterias íon-lítio	Em desenvolvimento
Summerfield Power Station Solar and Battery Expansion (Stages 1 - 3)	SAPGen Pty Ltd	210 MW	Baterias íon-lítio	Em desenvolvimento

²⁵ Dados atualizados até Junho de 2021.

Eyre Peninsula Gateway Project	H2U	32 MW	Hidrogênio	Em desenvolvimento
--------------------------------	-----	-------	------------	--------------------

Fonte: Department of Energy and Mining (2021c)

À época de seu comissionamento, em 2017, o projeto Hornsdale Power Reserve ganhou atenção internacional por ser o maior SAE em baterias do mundo. Além disso, seu sucesso sob os pontos de vista técnico e econômico pode ser considerado um motivador para o crescente número de projetos anunciados no SA. De fato, o projeto auxiliou na manutenção do fornecimento em ocasiões de problemas na rede, além de ter auferido significativas receitas associadas à serviços sistêmicos, como controle de frequência e arbitragem de energia. Assim, os custos de capital do projeto foram recuperados em dois anos de operação (BOWYER; KUIPER, 2021).

Em um estudo acerca dos resultados do projeto ao longo de seu segundo ano de operação, os benefícios do Hornsdale Power Reserve ao NEM, em termos de redução de custos associados à serviços ancilares, foram de aproximadamente \$116 milhões. Para os geradores de SA, especificamente, os custos de regulação de frequência caíram de uma média anual de \$470/MWh para cerca de \$40/MWh (AURECON, 2020). Assim, os benefícios sistêmicos – dos pontos de vista técnico e econômico – têm reforçado a importância da tecnologia de armazenamento ao setor elétrico em transição.

O projeto de Dalrymple, de forma similar, também incitou importantes discussões acerca do potencial comercial de um modelo de SAE de larga escala, através da provisão de fontes de receita reguladas (referentes à atividade de transmissão, como confiabilidade da rede e resposta rápida de frequência) e não reguladas (serviços de mercado, como controle de frequência) ao provedor de serviços da rede de transmissão (TNSP). Assim, em conjunto com uma planta de geração eólica, o projeto foi desenhado para prover energia de *backup* em caso de interrupções no suprimento da rede, ampliando a confiabilidade na região. O projeto é de desenho, propriedade e construção da ElectraNet, um TNSP de SA (PWC, 2019).

De forma análoga, um projeto atrás do medidor (ou distribuído), com significativos impactos para a estabilização dos níveis de frequência da rede e do fornecimento é a Usina Virtual de Energia, executada pela Tesla, que atuou em diversos eventos de congestão e risco de corte de fornecimento da rede, como:

- i. Queda de uma usina de carvão (Kogan Creek) em outubro de 2019 em Queensland, com redução do fornecimento em 748 MW e queda do nível de frequência do sistema. A Usina Virtual injetou energia na rede, derivada de centenas de baterias residenciais instaladas em SA, e evitou a queda do fornecimento dos consumidores de Queensland;

- ii. Desconexões de South Australia e Victoria da rede interligada, em novembro de 2019 e janeiro de 2020;
- iii. Fornecimento de eletricidade a consumidores de Port Lincoln (SA) durante grandes incêndios em novembro de 2019; e
- iv. Queda e aumento de frequência na rede em dezembro de 2019 (DEPARTMENT OF ENERGY AND MINING, 2021b).

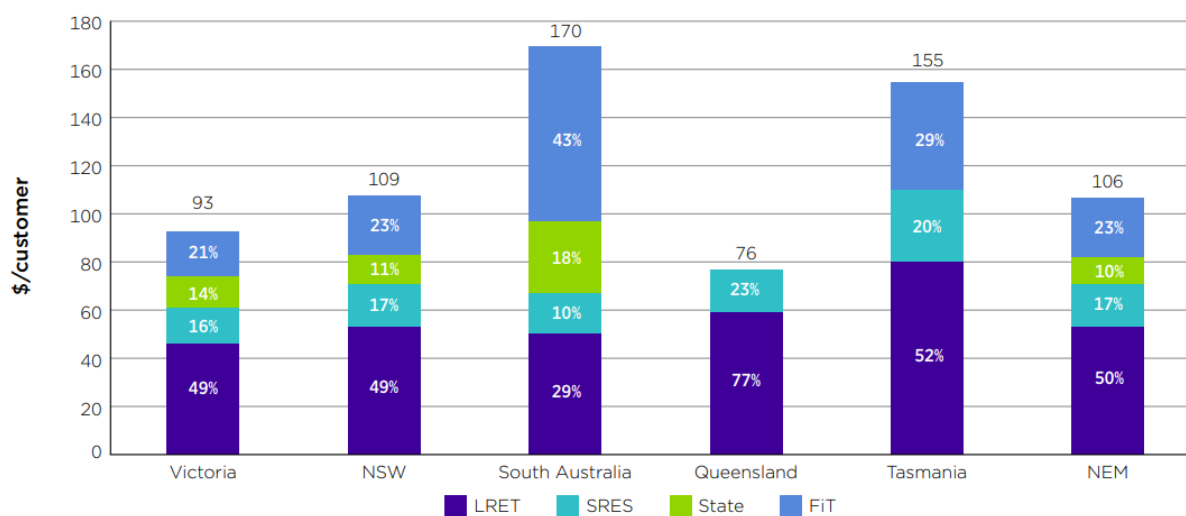
Assim, o departamento de energia do governo de SA afirma que, ao demonstrar seu papel sistêmico na estabilização das condições da rede, a usina virtual de SA está construindo uma trajetória para que outros recursos energéticos distribuídos possam exercer papel significativo em serviços à rede, o que até então tem sido executado apenas por tecnologias tradicionais e plantas centralizadas (DEPARTMENT OF ENERGY AND MINING, 2021b).

De fato, segundo o Ministro de Minas e Energia de South Australia, Dan van Holst Pellekaan, a combinação do sucesso do Home Battery Scheme e de políticas adicionais, como o Grid Energy Storage Fund e a iniciativa de prover SAE gratuitos para vítimas de incêndios florestais, levou o estado à maior difusão per capita de baterias residenciais do mundo, superando a marca de mais de 20 mil sistemas instalados (PREMIER OF SOUTH AUSTRALIA, 2020).

Sob a ótica das tarifas, a rápida difusão de tecnologias como a geração solar distribuída e o armazenamento de energia, através dos programas de incentivo e subsídios analisados na seção anterior, tem impactos sobre todos os consumidores residenciais, resultando em efeitos distributivos acerca da acessibilidade da eletricidade. De fato, o estado de SA possui um dos maiores preços de eletricidade do mundo²⁶ e, entre os estados australianos, possui a maior parcela de custos ambientais repassados às tarifas residenciais (Gráfico 5), correspondendo a mais de 10% do montante anual total. Além disso, em conjunto com os custos do mercado atacadista, o componente ambiental representou um dos maiores drivers de aumento da tarifa na última década (ACCC, 2018).

²⁶ Segundo a análise da ACCC (2018), os preços da eletricidade em SA seriam comparáveis ao da Dinamarca e Alemanha, que também possuem encargos ambientais elevados repassados às tarifas. Na comparação internacional, South Australia fica em terceiro lugar dentre os maiores preços (47,8 c/kWh), à frente de todos os países europeus e da média australiana (37,4 c/kWh).

Gráfico 5. Custos ambientais repassados às tarifas de consumidores residenciais por estado da Austrália, 2017-2018 (em \$ por consumidor)



Fonte: Extraído de ACCC (2018, p. 10)

Isto posto, a ACCC recomenda que os custos remanescentes de políticas de incentivo à geração solar, do tipo feed-in premium, sejam incorporados pelos governos estaduais, através de seus orçamentos. O estado de Queensland adotou este caminho, em vez da recuperação através de tarifas aos consumidores finais. Além disso, a ACCC recomenda que o SRES seja abolido no ano de 2021, a fim de reduzir seu impacto sobre os preços no mercado varejista (ACCC, 2018).

De fato, no caso de SA, a participação da tarifa feed-in e do SRES na sobretaxa aos consumidores finais é superior a 50%. Assim, sua redução, seja por absorção dos custos pelo governo ou pela abolição do incentivo, representaria uma importante economia aos consumidores (aproximadamente \$90 por ano). Ainda que estas políticas estejam direcionadas à geração solar distribuída, os incentivos foram considerados motivadores iniciais para a difusão do armazenamento no segmento residencial, quando agregado aos sistemas de geração. Em um contexto de preços de eletricidade elevados, os benefícios econômicos de sistemas combinados de geração e armazenamento tendem a ser ressaltados, dada a velocidade de recuperação do investimento e a rápida economia nas contas residenciais.

Por outro lado, a presença de tarifa *feed-in* e sistemas de compensação do tipo *net metering* representam um desincentivo à adoção de baterias por estes consumidores, tendo em vista que seu retorno financeiro é garantido, seja pelo prêmio estabelecido pela tarifa ou pela rede, que funcionaria como uma bateria virtual em caso de necessidade. Assim, a fim de ampliar o potencial de difusão dos SAE, o Clean Energy Council (2017) teceu algumas recomendações políticas e regulatórias, dentre as quais destacam-se:

- i. Facilitar a aprovação da integração à rede de distribuição para sistemas que adicionem armazenamento à geração distribuída;
- ii. Evolução da tarifa feed-in para tarifas que reflitam o benefício do sistema à rede, incentivando o reconhecimento do armazenamento de energia; e
- iii. Em estados com manutenção de tarifas feed-in premium, devem ser consideradas a viabilidade de programas que permitam a troca do valor da tarifa por subsídios em baterias.

Além da evolução das políticas de incentivo estritamente voltadas à geração para programas que integrem o armazenamento de energia, as recomendações regulatórias apontadas pelo Clean Energy Council preveem também mudanças nos mercados e, eventualmente, na regulação econômica da atividade de distribuição, incentivando a participação dos SAE em todos os segmentos da cadeia de eletricidade.

Sob a ótica das trajetórias da transição sociotécnica, as políticas e histórico do estado de SA apresenta, simultaneamente, semelhanças e diferenças significativas quando comparado ao estado da Califórnia, analisado no capítulo anterior. A trajetória de SA possui, como no caso anterior, uma evolução da trajetória de transformação para reconfiguração. Neste caso, as iniciativas isoladas, verificadas no início da década, correspondiam a um esforço de transformação, em que são desenvolvidas oportunidades para que as inovações de nicho – tal como o armazenamento – integrem as atividades inovativas de agentes incumbentes.

Àquele momento, a transição energética no contexto australiano seguia um padrão estável de lento desenvolvimento, sobretudo em função do baixo nível de desenvolvimento e aprendizado em torno das tecnologias de geração solar e eólica e seus impactos sobre a rede. Assim, a nível da paisagem, a pressão exercida sobre os agentes ainda era moderada, insuficiente para a ruptura do regime sociotécnico – caracterizado pela presença de grandes usinas centralizadas, baseadas em combustíveis fósseis, e seu papel nos serviços ao sistema.

Por outro lado, como observado, o estado de South Australia apresentou um desenvolvimento acelerado do processo de transformação da matriz energética e integração de novas tecnologias no período recente. Com a emergência de desafios técnicos e operativos associadas à rápida integração de fontes renováveis intermitentes à rede local, o armazenamento de energia – tanto em larga escala quanto distribuído – foi considerado a solução para uma transição energética eficiente e segura. Desta forma, as políticas e iniciativas recentes em torno dos SAE no estado de SA apresentam uma tendência à trajetória de reconfiguração que, como apontado na seção 2.3 com base em Geels et al (2016) e Geels e Schot (2007), se caracteriza pelo processo em que

“inovações simbióticas, desenvolvidas em nichos, são inicialmente adotadas no regime como soluções para problemas locais. À medida que integram o sistema, resulta em ajustes adicionais à arquitetura básica do regime. Com isso, um novo regime emerge a partir do anterior (...)”

Mediante o exposto, pode-se concluir que a transição sociotécnica de SA apresenta, a princípio, uma trajetória de transformação, tendo a vista a ausência de suporte político-regulatório e os desafios enfrentados acerca do baixo nível de estruturação das tecnologias de geração renovável e de armazenamento de energia. No entanto, no período recente, o conjunto de políticas e modernizações objetivando uma transição sustentável inaugurou uma evolução em direção a trajetória de reconfiguração. As perspectivas de modernização do arcabouço regulatório visando a integração dos SAE, e a difusão de novos projetos, associados à mobilização de agentes públicos e privados, fundamentam a perspectiva de evolução dentro desta trajetória, resultando em um novo regime sociotécnico a partir da integração dos SAE ao setor.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nas últimas décadas, o processo inovativo associado à transição energética tem se intensificado de maneira expressiva. Desde o estabelecimento de metas de descarbonização até a necessidade de tecnologias que enderecem os desafios do sistema e da rede elétricos, as pressões exercidas a nível do cenário enfatizam o armazenamento de energia como uma solução em potencial para os objetivos da transição.

Ainda assim, em função de questões técnicas e econômicas, os SAE ainda possuem integração limitada aos sistemas elétricos, marcada por aplicações subdesenvolvidas e difusão em nível local. Nesse sentido, apesar do crescente interesse de stakeholders setoriais, esta tecnologia ainda é considerada uma inovação de nicho, com baixo nível de estruturação em relação ao regime institucional e regulatório (WINFIELD; SHOKRZADEH; JONES, 2018).

Além das pressões supracitadas, a difusão de inovações associadas à digitalização, descarbonização e descentralização – todos drivers da transição energética – também é um elemento determinante para o armazenamento de energia. Assim, em um processo de inovações sequenciais, conforme Geels e Schot (2007), a transição energética se consolida como um processo de mudança estrutural. O avanço destas tecnologias, por sua vez, leva os formuladores de política pública à compreensão de que ajustes ao arcabouço político-regulatório são fundamentais para a modernização das redes de eletricidade.

Nesse contexto, como ressaltado por Kivimaa e Kern (2016), as transições sustentáveis e sociotécnicas exigem, mais do que inovações tecnológicas, inovações em termos de mercado, arcabouço político-regulatório e incentivos. Com isso, há uma difusão de políticas de desestabilização do regime, como retirada de subsídios a combustíveis fósseis e sistemas de comércio de emissões de GEE (como verificado por um breve período na Austrália), e, principalmente, um processo de criação de nichos, através de políticas de incentivo, financiamento à P&D e projetos-piloto ou remoção de barreiras regulatórias.

Assim, retoma-se o problema pesquisa da dissertação, definido na seção 1.1: *“Como as políticas públicas têm promovido o desenvolvimento do nicho de tecnologias de armazenamento de energia em direção ao regime sociotécnico vigente? Para além disso, qual trajetória essa evolução de nicho para regime assume?”*. A análise dos casos da Califórnia e South Australia evidenciam que os estados apresentam amplo histórico e experiência em políticas de incentivo ao nicho de armazenamento de energia. Visto que os SAE estão diretamente relacionados aos REDs e novas fontes de geração renovável, as políticas em torno destas tecnologias e as metas

voltadas à descarbonização e ampliação da participação de renováveis na matriz também forneceram incentivos à difusão do armazenamento, como previsto por Geels e Schot (2007) acerca das inovações sequenciais – ou em cascata.

A comparação a outros estados dos EUA e da Austrália evidenciam que o pioneirismo da Califórnia e a proatividade de South Australia na definição de metas mais ambiciosas no nexo clima-energia, frequentemente na contramão do direcionamento a âmbito nacional, foram determinantes para o atingimento de níveis mais significativos de difusão dos SAE.

Simultaneamente, estes estados se caracterizam por políticas de incentivo voltadas ao consumidor residencial, como o Self Generation Incentive Program (SGIP), na Califórnia, e o Home Battery Scheme, em South Australia. Em ambos os casos, estes programas são o elemento central de análise, na literatura, acerca da difusão dos SAE, com ênfase em baterias.

Por outro lado, Califórnia e South Australia se diferenciam em relação a abordagem para difusão dos SAE em larga escala. Enquanto na Califórnia, a regulação foi o grande motor do desenvolvimento, através de metas de desenvolvimento para *utilities*, em South Australia, a indicação de necessidade de armazenamento por governo estadual, incluindo a previsão de um plano de segurança energética, foi o motor para a difusão de projetos de distribuidoras e empresas, de modo geral.

Cabe destacar, no entanto, que o interesse do setor privado na construção de plantas de armazenamento em larga escala na Austrália se deu tanto pela oportunidade de financiamento e empréstimos a juros reduzidos, promovidos pelo governo de SA, quanto pela visualização de rápida recuperação do investimento através de receitas de fornecimento de serviços ao sistema.

De todo modo, as políticas públicas de incentivo (no caso dos programas para SAE distribuídos), ajustes regulatórios (na Califórnia) e as estratégias estaduais, incluindo financiamento (em SA) foram os motores da difusão dos SAE nos casos analisados. À medida que os estados verificavam uma crescente participação dos SAE nos segmentos centralizado e distribuído, bem como seu potencial de fornecimento de serviços ancilares e ampliação da segurança e confiabilidade do fornecimento, estas políticas se desdobraram em reformas mais amplas nos mercados de eletricidade.

Assim, ainda que inicialmente voltada à superação de desafios locais – sobretudo para questões de regulação de frequência e tensão -, os SAE passaram a desempenhar papel fundamental para o setor elétrico da Califórnia e de SA. À medida que plantas convencionais eram

descomissionadas, a contribuição do armazenamento enquanto fonte de flexibilidade e solução para as variações de oferta e demanda tornou-se mais evidente.

Esta conclusão pode ser considerada a resposta para a primeira pergunta de pesquisa secundária: “*Quais desafios enfrentados pelas transformações recentes no setor elétrico podem ser mitigados pelos serviços prestados por tecnologias de armazenamento de energia?*”. Além destas atuações, enquanto provedor de serviços ancilares e de flexibilidade, o capítulo 4 explorou inúmeras aplicações e benefícios potenciais dos SAE, como a postergação de investimentos, já verificada na Califórnia.

De modo complementar, uma questão identificada após a análise dos casos e uma contribuição da dissertação à literatura, é a relevância da difusão dos SAE, a partir de políticas públicas, para a ampliação da confiabilidade e resiliência da rede frente a eventos climáticos e situações de emergência. Tanto na Califórnia quanto em South Australia, incêndios florestais, questões ambientais e problemas de congestão na rede ou indisponibilidade de plantas convencionais foram questões endereçadas por plantas de armazenamento em larga escala ou distribuídas (como no exemplo das usinas virtuais de SA).

A segunda pergunta de pesquisa secundária questiona, por sua vez, como as tecnologias de armazenamento de energia têm se desenvolvido a nível de nicho. Como discutido, o caso da Califórnia apresenta um histórico de políticas energéticas com ênfase na inovação tecnológica, bem como políticas de incentivo voltadas à descentralização e empoderamento do consumidor. Destaca-se que, neste caso, a difusão da GD foi um grande motor para os SAE, uma vez que o SGIP e o *net metering*, políticas inicialmente voltadas à GD, foram estendidas ao armazenamento.

Em South Australia, por outro lado, a difusão dos SAE a nível de nicho foi motivada pela descarbonização acelerada, resultando em alto nível de integração de fontes intermitentes em um curto período, e pela atração de investimentos privados, em resposta à grandes cortes de fornecimento e questionamentos acerca da segurança energética e confiabilidade. Assim, o desenvolvimento a nível de nicho tem sido observada como resultado dos esforços de financiamento do governo de SA, tanto através dos programas como o Home Battery Scheme, como nos projetos com a iniciativa privada.

A terceira pergunta de pesquisa, por fim, está associada aos impactos da integração dos SAE ao regime sociotécnico, em uma trajetória de reconfiguração. Neste caso, cabe destacar que, como apontado por Moore e Shabani (2016), os esforços de estados como a Califórnia fornecem

importantes evidências para o caso da Austrália. Nesse caso, o arcabouço regulatório é identificado como um elemento ainda com baixo nível de modificação, face a difusão dos SAE. Cabe destacar, no entanto, que no caso de SA, a difusão de projetos de larga escala se intensificou a partir de 2017, período que coincide com a aceleração da difusão distribuída. Com base neste contexto, pode-se afirmar que as revisões regulatórias iniciadas entre 2020 e 2021, com ênfase na integração dos SAE ao NEM, mercado de eletricidade australiano, é um impacto direto da integração destas tecnologias ao regime sociotécnico.

No caso da Califórnia, o *Energy Storage Grand Challenge* está associado ao esforço de visualização do armazenamento de energia sob uma ótica sistêmica. Este pode ser considerado um resultado da integração dos SAE, visando a maior participação destas tecnologias nos mercados e, simultaneamente, a adesão por parte de agentes incumbentes. Neste caso, a realização de pilotos tarifários, como no caso da PG&E, é um importante reflexo da relevância dos SAE no segmento residencial californiano.

Frente ao detalhamento das perguntas de pesquisa, cabe retomar as hipóteses definidas na seção 1.2. São estas:

- H1. O armazenamento de energia tem se desenvolvido enquanto solução para desafios emergentes no contexto da transição energética, deslocando-se gradualmente em direção ao regime sociotécnico;
- H2. A trajetória desta tecnologia em direção ao regime sociotécnico é largamente moldada por políticas públicas e pelo alinhamento dos agentes públicos e privados;
e
- H3. Apesar da trajetória ser passível de modificação ao longo do processo de difusão tecnológica, países com metas ambiciosas no nexos clima-energia e políticas proativas em torno do armazenamento de energia tendem a assumir, no longo prazo, uma trajetória de reconfiguração.

Conforme discutido na análise do problema de pesquisa proposto na dissertação, em ambos os estados as políticas públicas foram o motor da difusão do armazenamento de energia, seja por estabelecimento de obrigações regulatórias e associação à GD, como na Califórnia, ou por financiamentos, empréstimos e atração de investimentos privados através de estratégias nacionais, como em SA.

Simultaneamente, demonstrou-se que, apesar da aplicação inicial em serviços ancilares limitados, como regulação de frequência, os SAE têm demonstrado seu valor enquanto recurso

para aumento da confiabilidade do fornecimento e resiliência da rede frente a eventos climáticos e situações emergenciais, atendendo até mesmo a estados fronteiriços, como no caso de SA e Queensland. Assim, ao contrário do verificado por Winfield, Shokrzadeh e Jones (2018) no caso do Canadá, a ausência da participação federal em torno das políticas de difusão ao armazenamento não limitou, nos casos de SA e Califórnia, a ampliação do papel do armazenamento para além do nível de nicho. Cabe ressaltar, no entanto, que ao contrário do verificado no Canadá pelos autores, a FERC e a AER fazem parte de um arcabouço institucional robusto em torno do setor elétrico estadunidense e australiano, respectivamente.

Assim, no caso da Califórnia, além das políticas estaduais, as decisões regulatórias de FERC, a nível federal, foram um importante direcionamento para a participação dos SAE nos mercados e sua difusão a nível das *utilities*. Por outro lado, em SA, a avaliação da AER em torno do armazenamento de energia foi moldada pela própria difusão da tecnologia, que destacou a necessidade de uma revisão do arcabouço vigente. Desta forma, pode-se caracterizar a FERC como um regulador proativo em relação aos SAE, enquanto a AER adquiriu uma posição reativa, de modo geral.

Apesar disto, pode-se considerar que tanto a H1 quanto a H2 foram validadas. A H3, por sua vez, representa a contribuição central da dissertação quanto aos limites identificados na literatura. Assim, embora Winfield, Shokrzadeh e Jones (2018) apontem que a transição dos SAE do nível de nicho para regime permaneça incerta, a presente dissertação conclui que, nos casos em que há um esforço coordenado em direção à descarbonização e políticas voltadas à difusão do armazenamento, este tende a assumir uma trajetória de reconfiguração no longo prazo, validando a H3.

Os casos da Califórnia e SA possuem políticas de armazenamento de energia amplamente comparáveis, tanto pela similaridade dos instrumentos de política pública selecionados, quanto pelas metas de difusão de fontes de energia renováveis, também comparáveis (MOORE; SHABANI, 2016). Ademais, conforme evidenciado por Baumann (2015), as pressões a nível de cenário – i.e., a intensificação das questões associadas à transição energética – têm criado janelas de oportunidade para a difusão de novas tecnologias, como os SAE.

Assim, retomando a análise de Geels e Schot (2007) e Geels *et al* (2016), as tecnologias de armazenamento de energia tendem a surgir em nichos tecnológicos caracterizados como micro-níveis onde inovações radicais emergem inicialmente como configurações sociotécnicas instáveis, com baixa performance. À medida que se desenvolvem nesse ambiente de experimentação, estas tecnologias são consideradas como soluções para desafios pontuais e

problemas locais. Sua integração gradual ao sistema, no entanto, resulta no reconhecimento da necessidade de ajustes adicionais à arquitetura básica do regime. Assim, revisões no arcabouço político-regulatório e ajustes mais amplos no mercado são considerados resultados da difusão desta tecnologia e um indício da formação de um novo regime.

Reforça-se, nesse contexto, o conceito de acumulação de nichos, proposto por Geels (2002). De fato, as tecnologias de armazenamento se desenvolveram em um processo gradual, utilizadas para aplicações subsequentes em nichos de mercados, até atingir o nível de transição para regime. Desta forma, mesmo que a difusão dos SAE esteja, a princípio, associada a uma trajetória sociotécnica diferente, as políticas e o próprio desenvolvimento da tecnologia tendem inserir esta difusão em uma trajetória de reconfiguração.

A partir destas considerações e resultados apresentados, a dissertação permite a identificação de limitações e questões que podem se desdobrar em pesquisas futuras. Em primeiro lugar, a aceleração da difusão dos SAE como resposta à (e solução para) eventos climáticos ou acidentes de larga escala, em ambos os casos, fornecem uma evidência de que estas tecnologias já são, atualmente, uma solução para a resiliência da rede e ampliação da confiabilidade do fornecimento. Em um contexto de transição energética e ampliação de fontes sazonais e intermitentes, dependentes da variável climática, esta atuação dos SAE pode ser, de fato, a chave para o setor elétrico do futuro – moderno e descarbonizado.

Simultaneamente, no caso de SA, a atuação das usinas virtuais de energia (ou *virtual power plants*, do termo original em inglês) têm sido incentivadas pelo governo estadual e tiveram um papel expressivo frente à queda da usina de Kogan Creek, substituindo, através de sistemas de geração e armazenamento distribuídos, mais de 700 MW de geração de energia a partir do carvão. Este é um campo relativamente recente, no qual o papel dos SAE e, sobretudo, a relação entre os agentes (incumbentes e emergentes) e o arcabouço regulatório deve ser explorado.

Simultaneamente, umas das principais lições associadas ao arcabouço teórico da perspectiva multinível foi a compreensão de que as inovações recentes do setor não se desenvolvem isoladamente, mas em um processo em cascata – o que a literatura chama de inovações sequenciais. Assim, a análise proposta na dissertação pode ser desdobrada em novos estudos acerca da trajetória de outras tecnologias - como o grupo de REDs, por exemplo. Frente à evolução das políticas públicas nos casos selecionados, identifica-se que a análise de tecnologias emergentes com base em uma visão sistêmica e integrada pode viabilizar a formulação de políticas mais assertivas e coerentes em relação aos desafios inaugurados pela transição energética.

A escolha do arcabouço teórico adiciona, ainda, significativas restrições metodológicas para a seleção dos casos. Por se tratar de um estudo de caso exploratório, dois pontos podem ser identificados como limitações e, simultaneamente, questões de pesquisas futuras: a visão crítica das políticas e abordagens adotadas nos casos selecionados; e a identificação de lições e perspectivas para o Brasil.

No primeiro ponto, a dissertação busca apresentar um panorama dos esforços recentes em política pública associados ao armazenamento de energia. No entanto, por estar centrada na análise da trajetória, a dissertação limita-se a uma análise expositiva das políticas públicas. Assim, ainda há espaço para análises mais robustas e aprofundadas, com viés crítico, sobre o conjunto de instrumentos e estratégias identificados. O aprofundamento desta questão pode fornecer importantes subsídios para a formulação de políticas públicas associadas a tecnologias emergentes, buscando identificar correlações entre a tecnologia e os instrumentos de política pública utilizados, além de verificar seus impactos sobre o sistema sociotécnico.

Quanto ao segundo tópico, a ausência da análise do caso brasileiro é uma significativa limitação da tese, derivada tanto do arcabouço teórico quanto dos procedimentos metodológicos utilizados. Assim, identificou-se que, por não haver significativa difusão da tecnologia de armazenamento, assim como políticas específicas para a tecnologia, traçar lições para o caso brasileiro é, por si só, objeto de uma pesquisa ampla e exaustiva, não diretamente associada aos objetivos da dissertação.

Ainda assim, as contribuições do caso da Califórnia e de South Austrália são relevantes para a identificação de perspectivas para o Brasil, tanto em termos da tecnologia de armazenamento quanto em relação às políticas públicas. Para tal, é preciso uma análise aprofundada da estratégia de modernização do setor elétrico brasileiro, já em curso, bem como uma imersão no que diz respeito aos instrumentos de política pública recentes. Esta é, portanto, a principal questão de pesquisa em aberto verificada na dissertação.

Por fim, como sugestão de pesquisa futura, seria interessante analisar casos cuja seleção parta de critério qualitativos ou de uma combinação de abordagens *top-down* e *bottom-up*. Nesta dissertação, o critério de seleção é exclusivamente baseado em dados. Apesar de não ser identificada como uma limitação, a escolha por outros caminhos metodológicos pode resultar em importantes insights para a transição energética em um contexto mais amplo.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACCC – Australian Competition & Consumer Commission. **Restoring electricity affordability and Australia’s competitive advantage**. Retail Electricity Pricing Inquiry – Final Report, 2018. Disponível em https://www.accc.gov.au/system/files/Retail%20Electricity%20Pricing%20Inquiry%E2%80%9494Final%20Report%20June%202018_0.pdf.

AECOM. **Energy Storage Study: Funding and knowledge sharing priorities**. AECOM: Australia, 2015.

AEMC – Australian Energy Market Commission. **Integration of Energy Storage: Regulatory Implications**. Final Report, 2015.

AEMC – Australian Energy Market Commission. **2020 Retail Energy Competition Review**. Final Report, 2020. Disponível em https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/documents/2020_retail_energy_competition_review_-_final_report.pdf

AEMO – Australian Energy Market Operator. **South Australian Electricity Report**. 2020.

AEMO – Australian Energy Market Operator. **Distributed Energy Resource Register**. 2021. Disponível em <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/der-register/data-der/data-dashboard>. Acesso em 10 out. 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Abertura da Tomada de Subsídios para obter contribuições para as adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, no Sistema Interligado Nacional – SIN. **Nota Técnica nº 094/2020-SRG/ANEEL**. Brasília: 2020.

AURECON. **Hornsedale Power Reserve**. Year 2 Technical and Market Impact Case Study, 2020.

AUSTRALIAN BUREAU OF STATISTICS. **National, state and territory population**. 2021. Disponível em <https://www.abs.gov.au/statistics/people/population/national-state-and-territory-population/mar-2021#states-and-territories>. Acesso em 10 out. 2021.

AUSTRALIAN TENDERS. **Renewable Technology Fund Opportunities**, 2017. Disponível em: <https://bit.ly/3yjVAAtK>. Acesso em 15 out. 2021.

BAUMANN, Manuel. **Historic and potential technology transition paths of grid battery storage: Co-evolution of energy grid, electric mobility and batteries**. IET Working Papers Series No. WPS02/2015, p. 1–18, 2015.

BILLIMORIA, F.; POUDINEH, R. **Electricity Sector Transition in the National Electricity Market of Australia: Managing Reliability and Security in an Energy-Only Market**. The Oxford Institute for Energy Studies, OIES Paper EL 31, nov. 2018. Disponível em <https://bit.ly/3ycZF2F>. Acesso em 25 ago. 2021.

BLUMSTEIN, C.; FRIEDMAN, L. S.; GREEN, R. The history of electricity restructuring in California. **Journal of Industry, Competition and Trade**, v. 2, n. 1, p. 9-38, 2002.

BOWYER, J.; KUIPER, G. **A Grid Dominated by Wind and Solar is possible**. **South Australia: A window into the future**. Institute for Energy Economics and Financial Analysis. 2021.

CAISO; CPUC; CEC. **Advancing and Maximizing the value of energy storage technology: A California Roadmap**. CAISO: Califórnia, 2014.

CAISO. **What the duck curve tells us about managing a green grid**. Fast Facts: California Independent System Operator, 2013.

CAISO. **Energy Storage: Perspectives from California and Europe**. California Independent System Operator, 2019.

CAISO. **California ISO Peak Load History 1998 through 2020**. California Independent System Operator, 2021. Disponível em: <https://www.caiso.com/documents/californiaisopeakloadhistory.pdf>. Acesso em 13 jul. 2021.

CÂMARA, L.; VIANA, D. F.; ROSENTAL, R. O caso da Califórnia. In: CASTRO, Nivalde de; DANTAS, Guilherme (orgs.). **Experiências Internacionais em Geração Distribuída: Motivações, Impactos e Ajustes**. Rio de Janeiro: Publit, 2018. p. 19–64.

CASSIOLATO, J.; PODCAMENI, M. G. A Relevância da Abordagem de Sistemas de Inovação para a Área de Energia Elétrica. In: CASTRO, Nivalde de; DANTAS, Guilherme. **Políticas Públicas para Redes Inteligentes**. Rio de Janeiro: Publit Soluções Editoriais, p. 49-80, 2016.

CASTRO, N.; DANTAS, G.; BRANDÃO, R.; PENNA, C.; ZAMBONI, L. Desenvolvimento de Redes Inteligentes no Brasil: abordagem a partir da Perspectiva Multinível. In: CASTRO, Nivalde de; DANTAS, Guilherme. **Políticas Públicas para Redes Inteligentes**. Rio de Janeiro: Publit Soluções Editoriais, p. 49-80, 2016.

CEC – California Energy Commission. **Electric Generation Capacity and Energy**. Energy Almanac. Disponível em: <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/electric-generation-capacity-and-energy>. Acesso em 10 jun. 2021.

CESA – California Energy Storage Alliance. **Why Storage**. About. Disponível em: <https://www.storagealliance.org/about/why-storage>. Acesso em 07 out. 2021.

CENTER FOR SUSTAINABLE SYSTEMS. U.S. **Grid Energy Storage**. University of Michigan, 2020. Disponível em: https://css.umich.edu/sites/default/files/US%20Grid%20Energy%20Storage_CSS15-17_e2020.pdf. Acesso em 02 jul. 2021.

CHANTRE, C.; CÂMARA, L. **A difusão do armazenamento de energia distribuído: perspectivas, novos modelos de negócio e a atuação da distribuidora**. Agência CanalEnergia. Disponível em <https://bit.ly/3ejhTad>. Acesso em 02 abr. 2021.

CLEAN ENERGY COUNCIL. **Charging Forward: Policy and Regulatory reforms to unlock the potential of energy storage in Australia**. Clean Energy Council Briefing Paper, 2017.

CONCEIÇÃO, O. A. C. A centralidade do conceito de inovação tecnológica no processo de mudança estrutural. **Ensaio FEE**, Porto Alegre, v. 21, n. 2, p. 58-76, 2000.

CPUC – California Public Utilities Commission. **California’s Grid Modernization Report 2020**. 2021.

CRAFTER, Sam. **South Australia’s Home Battery Scheme**. 2018. Disponível em https://energymining.sa.gov.au/_data/assets/pdf_file/0004/336343/South_Australias_Home_Battery_Scheme.pdf.

CRESWELL, J. W. **Projeto de pesquisa: métodos qualitativo, quantitativo e misto**. 3. ed. Tradução Dirceu da Silva. Porto Alegre: Artmed, 2010.

DAVID, P. Path dependence: a foundational concept for historical social science, **Cliometrica**, v. 1, n. 2, p. 91-114, Jul. 2007

DENHOLM, P.; MARGOLIS, R. **Energy Storage Requirements for Achieving 50% Solar Photovoltaic Energy Penetration in California**. NREL Technical Report, 2016.

DEPARTMENT OF INDUSTRY, SCIENCE, ENERGY AND RESOURCES. **Australian Energy Statistics**, Table O, Setembro 2021. Disponível em <https://www.energy.gov.au/publications/australian-energy-update-2021>. Acesso em 10 out. 2021.

DEPARTMENT OF ENERGY AND MINING. **Grid Scale Storage Fund**, 2021a. Disponível em https://www.energymining.sa.gov.au/growth_and_low_carbon/grid_scale_storage_fund. Acesso em 15 out. 2021.

DEPARTMENT OF ENERGY AND MINING. **Virtual Power Plant**, 2021b. Disponível em https://www.energymining.sa.gov.au/growth_and_low_carbon/virtual_power_plant#about. Acesso em 15 out. 2021.

DEPARTMENT OF ENERGY AND MINING. **Renewable Energy Generation**. Map Portal, 2021c. Disponível em <https://energymining.geohub.sa.gov.au/portal/apps/opsdashboard/index.html#/fc31224fa4344d45af76d468ea1cb622>. Acesso em 10 out. 2021.

DI CASTELNUOVO, M.; VAZQUEZ, M. **Policy and regulation for energy storage systems**. IEFE Working Papers 106, Universita' Bocconi. 2018.

DOE – U.S. Department of Energy. Grid Energy Storage, 2013. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2014/09/f18/Grid%20Energy%20Storage%20December%202013.pdf>. Acesso em: 26 mai. 2021.

DOE – U.S. Department of Energy. Global Energy Storage Database, 2021. Disponível em: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database-home/>. Acesso em: 18 abr. 2021.

DOE – U. S. Department of Energy. Energy Storage Grand Challenge Roadmap. DOE, 2020.

DOSI, G. Technological paradigms and technological trajectories: A suggested interpretation of the determinants and directions of technical change. **Research Policy**, v. 11, n. 3, p. 147–162, 1 jun. 1982.

DOSI, G. Technical Change and Industrial Transformation: The Patterns of Industrial Dynamics. In: DOSI, G. (Ed.). **Technical Change and Industrial Transformation: The Theory and an Application to the Semiconductor Industry**. London: Palgrave Macmillan UK, 1984. p. 86–217.

DOSI, G. The nature of the innovative process. In: DOSI, G. et al (Eds.). **Technical change and economic theory**. London: Pinter, p. 221-238, 1988.

DOSI, G.; NELSON, R. R. Technical change and industrial dynamics as evolutionary processes. In: HALL, B. H.; ROSENBERG, N (Eds.). **Handbook of the Economics of Innovation**. Oxford: North Holland, p. 52-127, 2010.

DOSI, G.; NELSON, R. R. The Evolution of Technologies: An Assessment of the State-of-the-Art. **Eurasian Business Review**, v. 3, n. 1, p. 3–46, 1 jun. 2013.

EDQUIST, C. **Systems of Innovation: Technologies, Institutions and Organizations**. Routledge, 1997.

EDQUIST, C. Systems of Innovation: Perspectives and Challenges. In: FAGERBERG, J.; MOWERY, D. C.; NELSON, R. R. **The Oxford Handbook of Innovation**. Oxford University Press, 2004.

EIA – Energy Information Administration. **U.S. Battery Storage Market Trends**. 2018.

EIA – Energy Information Administration. **California State Energy Profile**. 2021. Disponível em: <https://www.eia.gov/state/analysis.php?sid=CA>. Acesso em 12 jun. 2021.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético**. Nota de Discussão. EPE: Rio de Janeiro, 2018.

FAGERBERG, J. Innovation: a guide to literature. In: FAGERBERG, J.; MOWERY, D. C.; NELSON, R. R. **The Oxford Handbook of Innovation**. Oxford University Press, 2004.

FREEMAN, C. **The Economics of Industrial Innovation**. MIT Press, 1982.

FREEMAN, C. The ‘National System of Innovation’ in historical perspective. **Cambridge Journal of Economics**, v. 19, p. 5-24, 1995.

FREEMAN, C.; PEREZ, C. Structural crises of adjustment: Business cycles and investment behavior. In: DOSI, G. et al. (Eds.) **Technical change and economic theory**. London: Pinter Publishers, 1988. p. 38–66.

FREEMAN, C.; SOETE, L. **The Economics of Industrial Innovation**. MIT Press, 1997.

GAEDE, James; ROWLANDS, Ian H. How ‘transformative’ is energy storage? Insights from stakeholder perceptions in Ontario. **Energy Research and Social Science**, v. 44, n. February, p. 268–277, 2018.

GEELS, F. W. Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: a multi-level perspective and a case-study. **Research Policy**, v. 31, n. 8, p. 1257–1274, 1 dez. 2002.

GEELS, F. W. From sectoral systems of innovation to socio-technical systems: Insights about dynamics and change from sociology and institutional theory. **Research Policy**, v. 33, n. 6, p. 897–920, 1 set. 2004.

GEELS, F. W. Ontologies, socio-technical transitions (to sustainability), and the multi-level perspective. **Research Policy**, Special Section on Innovation and Sustainability Transitions. v. 39, n. 4, p. 495–510, 1 maio 2010.

GEELS, F. W. The multi-level perspective on sustainability transitions: Responses to seven criticisms. **Environmental Innovation and Societal Transitions**, v. 1, n. 1, p. 24–40, 1 jun. 2011.

GEELS, F. W. Micro-foundations of the multi-level perspective on socio-technical transitions: Developing a multi-dimensional model of agency through crossovers between social constructivism, evolutionary economics and neoinstitutional theory. **Technological Forecasting & Social Change**, v. 152

GEELS, F. W.; SCHOT, J. Typology of sociotechnical transition pathways. **Research Policy**, v. 36, n. 3, p. 399–417, 1 abr. 2007.

GOVERNMENT OF SOUTH AUSTRALIA. **South Australia's Electric Vehicle Action Plan**. 2020. Disponível em https://www.energymining.sa.gov.au/data/assets/pdf_file/0020/376130/201216_Electric_Vehicle_Action_Plan.pdf. Acesso em 09 out. 2021.

GOVERNMENT OF SOUTH AUSTRALIA. **Home Battery Scheme**. Disponível em: <https://www.homebatteryscheme.sa.gov.au/about-the-scheme>. Acesso em 11 out. 2021.

GOVERNMENT OF SOUTH AUSTRALIA. **Grid Scale Storage Fund. Investment Guidelines**, [s.d.]. Disponível em https://www.energymining.sa.gov.au/_data/assets/pdf_file/0014/335102/Grid_Scale_proof_8.pdf.

GRÜNEWALD, Philipp H.; COCKERILL, Timothy T.; CONTESTABILE, Marcello; PEARSON, Peter J.G. The socio-technical transition of distributed electricity storage into future networks-System value and stakeholder views. **Energy Policy**, v. 50, p. 449–457, 2012.

GTM – Greentech Media. Tesla, Greensmith, **AES Deploy Aliso Canyon Battery Storage in Record Time**. 2017. Disponível em <https://www.greentechmedia.com/articles/read/aliso-canyon-emergency-batteries-officially-up-and-running-from-tesla-green#gs.bvJdDKY>. Acesso em 10 out. 2021.

GUNEY, M. S.; TEPE, Y. Classification and assessment of energy storage systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, p. 1187-1197, 2017.

IEA – International Energy Agency. **Status of Power System Transformation: Power System Flexibility**. IEA: Paris, 2019.

IEA – International Energy Agency. **World Energy Outlook 2020**. IEA: Paris, 2020.

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030**. IRENA: Abu Dhabi, 2017.

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Power System Flexibility for the Energy Transition. Part 1: Overview for Policy Makers**. IRENA: Abu Dhabi, 2018.

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Utility-scale batteries**. Innovation Landscape Brief. IRENA: Abu Dhabi, 2019a.

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Behind-the-meter batteries**. Innovation Landscape Brief. IRENA: Abu Dhabi, 2019b.

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Aggregators**. Innovation Landscape Brief. IRENA: Abu Dhabi, 2019c.

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Innovative ancillary services**. Innovation Landscape Brief. IRENA: Abu Dhabi, 2019d.

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables**. IRENA: Abu Dhabi, 2019e.

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability**. IRENA: Abu Dhabi, 2020.

KEMP, R. Technology and the transition to environmental sustainability: The problem of technological regime shifts. **Futures**, v. 26, n. 10, p. 1023–1046, 1 dez. 1994.

KEMP, R.; ROTMANS, J. The Management of the Co-Evolution of Technical, Environmental and Social Systems. In: WEBER, M.; HEMMELSKAMP, J. (Eds.). **Towards Environmental Innovation Systems**. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2005. p. 33–55.

KIVIMAA, Paula; KERN, Florian. Creative destruction or mere niche support? Innovation policy mixes for sustainability transitions. **Research Policy**, v. 45, n. 1, p. 205-217, 2016.

KOIRALA, B. P.; VAN OOST, E.; VAN DER WINDT, H. Innovation Dynamics of Socio-Technical Alignment in Community Energy Storage: The Cases of DrTen and Ecovat. **Energies**, v. 13, n. 11, p. 2955, 2020.

KOLOKOTSA, D.; KAMPELIS, N.; MAVRIGIANNAKI, A.; GENTILOZZI, M.; PAREDES, F.; MONTAGNINO, F.; VENEZIA, L. On the integration of the energy storage in smart grids: Technologies and applications. **Energy Storage**, v. 1, n. 1, p. e50, 2019.

KOOHI-FAYEGH, S.; ROSEN, M. A. A review of energy storage types, applications and recent developments. **Journal of Energy Storage**, v. 27, p. 101047, 2020.

KUMAR, A. R.; SHRIMALI, G. Role of Policy in Development of Business Models for Battery Storage Deployment: The California Case Study. **SSRN**, 2020. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3618758>.

LI, H. X.; Edwards, D. J.; Hosseini, M. R.; Costin, G. P. A review on renewable energy transition in Australia: An updated depiction. **Journal of Cleaner Production**, v. 242, p. 118475, 2020.

MALERBA, F. Learning by firms and incremental technical change. **The Economic Journal**, Vol.102, 1992.

MALERBA, F. Sectoral Systems and Innovation and Technology Policy. **Revista Brasileira de Inovação**, vol. 2, n. 2, 2003.

MALERBA, F.; MCKELVEY, M. **Knowledge-intensive innovative entrepreneurship integrating Schumpeter, evolutionary economics, and innovation systems**. Small Business Economics, 2018.

MARTIN, Nigel; RICE, John. Power outages, climate events and renewable energy: Reviewing energy storage policy and regulatory options for Australia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 137, p. 110617, 2021.

MCGREEVY, M.; MACDOUGALL, C.; FISHER, M.; HENLEY, M.; BAUM, F. Expediting a renewable energy transition in a privatised market via public policy: The case of south Australia 2004-18. **Energy Policy**, v. 148, p. 111940, 2021.

MCNAMARA, W. **State Level Incentives for BTM Storage**. Issue Brief. Sandia National Laboratories, 2020. Disponível em: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database-home/>.

MOORE, Jason; SHABANI, Bahman. A critical study of stationary energy storage policies in Australia in an international context: the role of hydrogen and battery technologies. **Energies**, v. 9, n. 9, p. 674, 2016.

MULHAUSER, S. **Battery Energy Storage Technology Adoption & Electric Utility Structure: Analyzing factors driving storage deployment across utility ownership structures**. NARUC, 2020.

NELSON, R. R. Co-evolution of Industry Structure, Technology and Supporting Institutions, and the Making of Comparative Advantage. **International Journal of the Economics of Business**, v. 2, n. 2, p. 171–184, 1 jul. 1995.

NELSON, R. R. **An Evolutionary Theory of Economic Change**. Harvard University Press, 2009.

NELSON, R. R.; WINTER, S. G. **An Evolutionary Theory of Economic Change**. Belk-nap Press: An Imprint of Harvard University Press, 1982.

NORTH, D.C. **Institutions, Institutional Change and Economic Performance**. Cambridge University Press, Cambridge, 1990.

PREMIER OF SOUTH AUSTRALIA. **South Australia's Virtual Power Plant to boost capacity**. Media Release, 04 set. 2020. Disponível em <https://www.premier.sa.gov.au/news/media-releases/news/south-australias-virtual-power-plant-to-boost-capacity>

PWC. **Energy storage – Financing speed bumps and opportunities**. PricewaterhouseCoopers, 2019.

OLABI, A. G.; ONUMAEGBU, C.; WILBERFORCE, T.; RAMADAN, M.; ABDELKAREEM, M. A.; AL-ALAMI, A. H. Critical review of energy storage systems. **Energy**, p. 118987, 2020.

OSSENBRINK, J.; FINNSSON, S.; BENING, C. R.; HOFFMANN, V. H. Delineating policy mixes: Contrasting top-down and bottom-up approaches to the case of energy-storage policy in California. **Research Policy**, v. 48, n. 10, p. 103582, 2019.

RAHMAN, M. M.; ONI, A. O.; GEMECHU, E.; KUMAR, A. Assessment of energy storage technologies: A review. **Energy Conversion and Management**, v. 223, p. 113295, 2020.

RIP, A., KEMP, R., 1998. Technological change. In: Rayner, S., Malone, E.L. (Eds), **Human Choice and Climate Change**, Vol. 2. Battelle Press, Columbus, OH, pp. 327–399.

ROSENBERG, N. **Perspectives on Technology**. CUP Archive, 1976.

SCHOT, Johan; KANGER, Laur. Deep transitions: Emergence, acceleration, stabilization and directionality. **Research Policy**, v. 47, n. 6, p. 1045-1059, 2018.

SCHUMPETER, J. **The Theory of Economic Development**. Harvard University Press, Cambridge Massachusetts, 1934.

SCHUMPETER, J. A. **Business Cycles: A theoretical, historical and statistical analysis of the capitalist process**. Nova Iorque: McGraw-Hill Book Company, 1939.

SCHUMPETER, J. A. **Capitalism, Socialism, and Democracy**, 1942.

SIMSHAUSER, Paul. On intermittent renewable generation & the stability of Australia's National Electricity Market. **Energy Economics**, v. 72, p. 1-19, 2018.

SULLIVAN, M. O. **The Innovative Enterprise and Corporate Governance**. INSEAD Working Paper, 1998.

SAKTI, A.; BOTTERUD, A.; O'SULLIVAN, F. Review of wholesale markets and regulations for advanced energy storage services in the United States: Current status and path forward. **Energy policy**, v. 120, p. 569-579, 2018.

SGIP – Self Generation Incentive Program. **Real-Time Public Report**. Disponível em: <https://www.selfgenca.com/report/public/>. Acesso em 24 set. 2021.

SHUAI, X.; RAUFER, R. Behind-the-meter energy storage in China: Lessons from California's approach. **Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment**, v. 10, n. 4, p. e394, 2021.

SILVA, T. B.; DELGADO, F. Transição Energética: Califórnia Style. **Caderno Opinião: FGV Energia**, 2017.

SMITH, Nick. **South Australia's Clean Energy Transformation**. Growth and Low Carbon Division, 2021. Disponível em <https://bit.ly/3EKb6RT>.

SNL – Sandia National Laboratories. **Energy Storage Policy Summaries For The Global Energy Storage Database**. 2019.

STATE OF CALIFORNIA. **Assembly Bill No. 2868**. Chapter 681. 2016. Disponível em <https://bit.ly/3IRa8Wm>. Acesso em 20 jun. 2021.

STATE OF CALIFORNIA. **Senate Bill No. 700**. Chapter 839. 2018. Disponível em https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billTextClient.xhtml?bill_id=201720180SB700. Acesso em 25 jul. 2021.

SUNRUN. **Solar Battery Storage Savings with PG&E TOU Rates**. Disponível em <https://bit.ly/3s9cytK>. Acesso em 20 ago. 2021

TEECE D. J. Profiting from technological innovation; implications for integration, collaboration, licensing, and public policy, **Research and Policy**, Vol. 15, 285-305, 1986.

TEECE, D. The Knowledge Economy and Intellectual Capital Management. In: TEECE, D. (Eds.) **Managing Intellectual Capital: Organizational, Strategic, and Policy Dimensions**. Nova Iorque, Oxford University Press, 2000.

TELARETTI, E.; DUSONCHET, L. Stationary battery technologies in the US: Development Trends and prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, p. 380-392, 2017.

THIELMANN, R; LA ROVERE, R. Políticas Públicas de Ciência, Tecnologia e Inovação. In: CASTRO, Nivalde de; DANTAS, Guilherme. **Políticas Públicas para Redes Inteligentes**. Rio de Janeiro: Publit Soluções Editoriais, p. 49-80, 2016.

WEC – World Energy Council. **Energy Trilemma Index 2020**. 2020. Disponível em: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World_Energy_Triangle_Index_2020_-_REPORT.pdf. Acesso em 05 mai. 2021.

WEC – World Energy Council. **Five steps to energy storage**. Innovation Insights Brief, 2021.

WINFIELD, M.; SHOKRZADEH, S.; JONES, A. Energy policy regime change and advanced energy storage: A comparative analysis. **Energy Policy**, v. 115, n. July 2017, p. 572–583, 2018.

YIN, Robert. **Case Study Research and Applications: Design and Methods**. 6. ed. Los Angeles: SAGE, 2018.

ZAKERI, B.; SYRI, S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, p. 569-596, 2015.

ZAME, K. K.; BREHM, C. A.; NITICA, A. T.; RICHARD, C. L.; SCHWEITZER III; G. D. Smart grid and energy storage: Policy recommendations. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 1646-1654, 2018.