



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

INSTITUTO DE ECONOMIA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM POLÍTICAS PÚBLICAS, ESTRATÉGIAS E
DESENVOLVIMENTO

LEONARDO DE OLIVEIRA GONÇALVES

POLÍTICAS PÚBLICAS PARA ABERTURA DO MERCADO ELÉTRICO BRASILEIRO:
LIÇÕES A PARTIR DA EXPERIÊNCIA IBÉRICA

RIO DE JANEIRO

2025

LEONARDO DE OLIVEIRA GONÇALVES

POLÍTICAS PÚBLICAS PARA ABERTURA DO MERCADO ELÉTRICO BRASILEIRO:
LIÇÕES A PARTIR DA EXPERIÊNCIA IBÉRICA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

Orientador: Prof. Dr. Nivalde José de Castro.

RIO DE JANEIRO

2025

FICHA CATALOGRÁFICA

G635p Gonçalves, Leonardo de Oliveira.
Políticas públicas para abertura do mercado elétrico brasileiro: lições a partir da experiência ibérica/ Leonardo de Oliveira Gonçalves. – 2025.
134 f.

Orientador: Nivalde José de Castro.
Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, 2025.
Bibliografia: f. 124 – 134.

1. Políticas públicas. 2. Setor elétrico. 3. Portugal. 4. Espanha. I. Castro, Nivalde José de, orient. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. III. Título.

CDD 320.6

LEONARDO DE OLIVEIRA GONÇALVES

POLÍTICAS PÚBLICAS PARA ABERTURA DO MERCADO ELÉTRICO BRASILEIRO:
LIÇÕES A PARTIR DA EXPERIÊNCIA IBÉRICA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

Aprovada em 20 de maio de 2025

Prof. Dr. Nivalde José de Castro
Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)

Prof. Dr. Helder Queiroz Pinto Junior
Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)

Prof^ª. Dr^ª. Thereza Cristina Nogueira de Aquino
Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)

Prof. Dr. Vitor Manuel da Silva Santos
Universidade de Lisboa (ULISBOA)

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi realizado no âmbito do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI) da ANEEL e inserido no projeto PD-05703-0002/2024 "Análise de desenhos de mercado internacionais para subsidiar inovações regulatórias frente à abertura do mercado elétrico brasileiro", coordenado pelo Grupo EDP e pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL-UFRJ).

À minha família, pelo amor incondicional e por acreditar em mim em todos os momentos.

Aos meus amigos, pela companhia insubstituível e pelos eternos momentos de parceria.

Ao Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento da Universidade Federal do Rio de Janeiro (PPED/UFRJ), pela sólida formação oferecida aos seus alunos. Ao corpo docente, pelos instigantes debates em sala de aula. Ao corpo técnico-administrativo e demais funcionários, por assegurarem que as atividades do Instituto ocorram em um ambiente adequado.

Ao professor Nivalde de Castro, pela orientação da dissertação e pelos incontáveis ensinamentos.

Aos membros do GESEL/UFRJ pelo companheirismo no cotidiano de pesquisa.

À Capes, pelo fomento durante a trajetória do curso.

RESUMO

A liberalização dos mercados de eletricidade representou um ponto de inflexão na organização do setor elétrico global a partir do final do século XX, ao introduzir novos arranjos institucionais voltados à promoção da eficiência econômica, à atração de investimentos e ao fortalecimento do papel dos consumidores. Essa transformação permitiu a entrada de novos agentes, a diversificação dos modelos de negócio e a modernização da infraestrutura energética. No entanto, o setor elétrico contemporâneo encontra-se desafiado por um novo paradigma, caracterizado pela necessidade de enfrentar as mudanças climáticas, acelerar a descarbonização da economia, garantir a segurança energética e incorporar inovações tecnológicas associadas às fontes renováveis e à digitalização. Nesse contexto, a presente dissertação busca compreender de que forma a experiência internacional pode subsidiar a reconfiguração institucional do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), que, apesar de contar com uma matriz predominantemente renovável, ainda opera sob um modelo parcialmente liberalizado. O mercado brasileiro é caracterizado pela predominância de consumidores no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), pela persistência de contratos legados, pela incidência de subsídios cruzados e por barreiras regulatórias à plena concorrência e à atuação ativa da demanda. Tais distorções dificultam a formação de preços eficientes, comprometem a alocação de investimentos e geram ineficiências distributivas. A pesquisa realiza um estudo de caso múltiplo, de natureza qualitativa e descritiva, a partir da análise das trajetórias de Espanha e Portugal — países que apresentam modelos liberalizados consolidados e marcos regulatórios adaptáveis. A partir da revisão teórica e da análise comparada, investiga-se como o desenho institucional e os mecanismos de governança regulatória influenciaram o sucesso da liberalização nesses contextos. Os resultados revelam lições relevantes para o Brasil e a consolidação de uma agenda de ações a serem consideradas, como a importância da separação funcional entre distribuição e comercialização com estruturas tarifárias transparentes; a gestão gradual e previsível dos contratos legados; a criação de mecanismos de proteção aos consumidores vulneráveis; o estímulo ao *switching* e ao livre acesso à rede e aos dados; e o empoderamento do consumidor por meio de tecnologias como medidores inteligentes e serviços personalizados. Conclui-se que a experiência ibérica oferece subsídios valiosos para o avanço da abertura do mercado de eletricidade brasileiro, indicando caminhos para uma liberalização que alie competitividade, sustentabilidade e inclusão social.

Palavras-chave: setor elétrico; liberalização; políticas públicas; Portugal; Espanha.

ABSTRACT

The deregulation of electricity markets marked a turning point in the organization of the global power sector from the late 20th century onwards, introducing new institutional arrangements aimed at promoting economic efficiency, attracting investments, and strengthening the role of consumers. This transformation enabled the entry of new players, diversification of business models, and modernization of energy infrastructure. However, the contemporary electricity sector faces a new paradigm, characterized by the need to address climate change, accelerate the decarbonization of the economy, ensure energy security, and incorporate technological innovations associated with renewable sources and digitalization. In this context, this dissertation aims to understand how international experience can support the institutional reconfiguration of the Brazilian Electricity Sector, which, despite having a predominantly renewable energy matrix, still operates under a partially liberalized model. The Brazilian market is characterized by the predominance of consumers in the Regulated Market, the persistence of legacy contracts, the incidence of cross-subsidies, and regulatory barriers to full competition and active demand participation. These distortions hinder the formation of efficient prices, compromise investment allocation, and lead to distributive inefficiencies. The research conducts a multiple case study, qualitative and descriptive in nature, based on the analysis of Spain and Portugal — countries that have consolidated liberalized models and adaptable regulatory frameworks. From the theoretical review and comparative analysis, the study investigates how institutional design and regulatory governance mechanisms influenced the success of liberalization in these contexts. The results reveal relevant lessons for Brazil and the consolidation of an agenda of actions to be considered, such as the importance of functional separation between distribution and marketing with transparent tariff structures; the gradual and predictable management of legacy contracts; the creation of mechanisms to protect vulnerable consumers; the encouragement of switching and free access to the grid and data; and the empowerment of consumers through technologies such as smart meters and personalized services. It is concluded that the Iberian experience offers valuable insights for advancing the liberalization of the Brazilian electricity market, highlighting paths for liberalization that combine competitiveness, sustainability, and social inclusion.

Keywords: power sector; deregulation; public policies; Portugal; Spain.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Organograma da estrutura organizacional do SEB.....	59
Figura 2: Dinâmica competitiva do segmento de geração perante os ambientes de contratação.	62
Figura 3: Calendário de abertura do mercado elétrico português.....	101
Figura 4: Lista interativa de ofertas comerciais do mercado varejista de Portugal.....	109
Figura 5: Exemplo de ofertas comerciais disponíveis na lista interativa disponibilizada pela ERSE.	110
Figura 6: Simulador de preços de energia da ERSE.....	111

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Preço do barril do petróleo ajustado pela inflação: 1946-2022.....	25
Gráfico 2: Participação dos contratos bilaterais sobre o total de energia negociada no mercado: 2009-2024.....	80
Gráfico 3: Evolução da participação dos consumidores nos mercados livre e regulado na Espanha: 2006-2023.	81
Gráfico 4: Evolução do HHI do segmento de comercialização na Espanha: 2012-2023.....	83
Gráfico 5: Variação de comercializadoras credenciadas e descredenciadas na Espanha: 2021-2022.	85
Gráfico 6: Evolução da substituição dos medidores de energia na Espanha: 2014-2019.	88
Gráfico 7: Parcela de consumidores que incorporam a dinâmica dos preços de energia nos hábitos de consumo.	90
Gráfico 8: Evolução da participação dos consumidores nos mercados livre e regulado em Portugal: 2009-2024.	104
Gráfico 9: Evolução da participação dos consumidores nos mercados livre, por segmento: 2019-2023.	105
Gráfico 10: Evolução do HHI do setor elétrico português, por segmento de consumo: 2019-2023.	106
Gráfico 11: Evolução do market-share das comercializadoras de energia elétrica em Portugal: 2019-2023.....	107
Gráfico 12: Evolução das taxas de mudança de comercializador: 2019 a 2023.....	112

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Leilões de contratação de energia elétrica no ACR.....	60
Quadro 2: Evolução dos limites mínimos para ingresso no mercado livre de energia: 2018-2024.	66
Quadro 3: Atribuições da CNMC.....	72
Quadro 4: Principais tipos de contratos de fornecimento de eletricidade na Espanha.	92
Quadro 5: Síntese das competências da ERSE.....	95

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACER – Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CAE – Contratos de Aquisição de Energia

CEE – Comunidade Econômica Europeia

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CMEC – Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNMC – *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CTC – Custos de Transição à Concorrência

CUR – Comercializador de Último Recurso

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

GEE – Gases de Efeito Estufa

IED – Investimento Externo Direto

LSE – Lei do Setor Elétrico

MAE – Mercado Atacadista de Energia

MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade

MME – Ministério de Minas e Energia

NEI – Nova Economia Institucional

OLMC – Operador Logístico de Mudança de Comercializador

OMIE – Operador do Mercado Ibérico - Polo Espanhol

OMIP – Operador do Mercado Ibérico - Polo Português

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

ONU – Organizações das Nações Unidas

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo

PIE – Produtor Independente de Energia

PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

PVPC – Preço Voluntário para o Pequeno Consumidor

REDS – Recursos Energéticos Distribuídos

REE – *Red Eléctrica de España*

REN – Redes Energéticas Nacionais

RE-SEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RND – Rede Nacional de Distribuição

RNT – Rede Nacional de Transporte

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

SEI – Sistema Elétrico Independente

SEN – Sistema Elétrico Nacional

SEP – Sistema Elétrico de Serviço Público

SIN – Sistema Interligado Nacional

SUI – Supridor de Última Instância

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
2	RELEVÂNCIA DO TEMA, OBJETIVOS DE PESQUISA E PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	15
2.1.	RELEVÂNCIA DO TEMA	15
2.2.	QUESTÃO DE PESQUISA E OBJETIVOS	19
2.3.	METODOLOGIA DE PESQUISA	20
3	REFERENCIAL TEÓRICO	22
3.1.	A ECONOMIA DA ENERGIA E O PROCESSO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	22
3.2.	LIBERALIZAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR ELÉTRICO	28
3.3.	REGULAÇÃO ECONÔMICA E MUDANÇA INSTITUCIONAL	35
4	HISTÓRICO DE REFORMAS E AGENDA DE ABERTURA DO SEB	46
4.1.	A FORMAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E A CONSOLIDAÇÃO DO MODELO ESTATAL	46
4.2.	O PROCESSO DE LIBERALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NOS ANOS 1990	51
4.3.	O MARCO REGULATÓRIO DE 2004 E AS PERSPECTIVAS DE UMA NOVA REFORMA	58
5	A EXPERIÊNCIA DE LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO ELÉTRICO NA ESPANHA	69
5.1.	DESVERTICALIZAÇÃO DOS SEGMENTOS	70
5.2.	LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO ATACADISTA E VAREJISTA	75
5.3.	POLÍTICAS DE COMUNICAÇÃO, TRANSPARÊNCIA E DE ENGAJAMENTO DO CONSUMIDOR	87
6	A EXPERIÊNCIA DE LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO ELÉTRICO EM PORTUGAL	93
6.1.	DESVERTICALIZAÇÃO DOS SEGMENTOS	94
6.2.	LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO ATACADISTA E VAREJISTA	100
6.3.	POLÍTICAS DE COMUNICAÇÃO, TRANSPARÊNCIA E DE ENGAJAMENTO DO CONSUMIDOR	108
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	114
	REFERÊNCIAS	124

1 INTRODUÇÃO

A liberalização dos mercados de eletricidade representou um ponto de inflexão no setor elétrico a partir do final do século XX, ao introduzir mecanismos voltados à promoção da eficiência econômica e ao fortalecimento do papel dos consumidores. Esse novo arranjo institucional viabilizou a entrada de novos agentes no setor, a retomada de investimentos de longo prazo, a expansão da infraestrutura de geração e transmissão de energia e o surgimento de novos serviços e modelos de negócio.

Atualmente, o setor elétrico global tem se defrontado com um amplo leque de desafios, associados, em grande medida, às mudanças climáticas, a descarbonização das atividades produtivas, a rápida evolução tecnológica e difusão das energias renováveis, o imperativo da segurança energética, dentre outros. Esse novo paradigma implica também na exigência de novos investimentos e criação de oportunidades de novos negócios que demandam o aprimoramento dos modelos e desenhos para o mercado elétrico na grande maioria dos países.

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB), por sua vez, destaca-se pela expressiva participação de fontes renováveis na matriz elétrica nacional, o que confere ao país uma posição estratégica no processo de transição para uma economia de baixo carbono. Todavia, o mercado de eletricidade brasileiro ainda opera sob um modelo parcialmente liberalizado, com predominância de consumidores vinculados ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Este cenário é agravado por distorções de natureza regulatória e alocativa — como os subsídios cruzados entre os mercados regulado e livre, a existência de contratos legados do mercado regulado, as regras de acesso à rede no âmbito da geração distribuída, o engessamento da estrutura tarifária, dentre outros. Tais fatores evidenciam a necessidade de reconfiguração do arcabouço institucional, a fim de permitir o avanço da liberalização do mercado de energia.

Dessa forma, a presente dissertação se propõe a analisar a experiência ibérica de liberalização do mercado de eletricidade. As evidências internacionais indicam que a liberalização tem favorecido a criação de um ambiente de negócios mais previsível e atrativo, ao mitigar riscos e estimular a entrada de investimentos. Em particular, os países que adotaram estruturas de mercado abertas e competitivas costumam apresentar marcos regulatórios mais robustos, capazes de atrair capital intensivo e de longo prazo, com custos financeiros mais acessíveis e maior disponibilidade de financiamento, contribuindo para o crescimento econômico e a modernização do setor elétrico.

Com base no referencial teórico proposto, será realizado um estudo de caso a partir das experiências de Espanha e Portugal, países que possuem uma trajetória consolidada no processo de liberalização dos mercados de eletricidade. Ambos os contextos nacionais se destacam por terem implementado diversas reformas estruturais ao longo do tempo, resultando em marcos regulatórios sólidos e adaptáveis. Ademais, observa-se nesses países uma participação significativa dos consumidores no mercado, favorecida por políticas de abertura e por mecanismos que incentivam a atuação ativa da demanda.

Outro aspecto relevante é a elevada inserção de fontes renováveis na matriz elétrica ibérica, o que demonstra a compatibilidade entre mercados liberalizados e metas de sustentabilidade. Tanto Espanha quanto Portugal vêm adotando políticas públicas agressivas voltadas à promoção da transição energética, com ênfase na descarbonização, na inovação tecnológica e na integração regional dos sistemas elétricos. Assim, o estudo de caso permitirá identificar lições e boas práticas que podem subsidiar o aprimoramento do modelo brasileiro, especialmente no que tange ao redesenho institucional e à ampliação da participação dos agentes de mercado em um ambiente competitivo, eficiente e alinhado aos compromissos climáticos globais.

No capítulo 2 deste trabalho, discute-se a relevância do tema, os objetivos propostos e os procedimentos metodológicos adotados durante a pesquisa. O capítulo 3 apresenta o referencial teórico no qual é fundamentada a questão de pesquisa. O capítulo 4 apresenta um panorama da evolução histórico-institucional do SEB e da atual agenda de liberalização. Os capítulos 5 e 6 apresentam os estudos de caso de Espanha e Portugal, respectivamente, sistematizando os processos de liberalização do mercado elétrico, com ênfase na evolução dos elementos institucionais e regulatórios, nos aspectos concorrenciais do mercado e na centralidade da figura dos consumidores. Por fim, o capítulo 7 realiza uma discussão a respeito dos resultados observados nos estudos de caso, destacando os pontos mais relevantes e pertinentes capazes de fornecer *insights* para as próximas etapas da liberalização do mercado elétrico brasileiro.

2 RELEVÂNCIA DO TEMA, OBJETIVOS DE PESQUISA E PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

2.1. RELEVÂNCIA DO TEMA

A partir da década de 1990, diversos países implementaram reformas estruturais e regulatórias que redesenharam o setor elétrico de forma aderente às práticas de liberalização aplicadas na esfera macroeconômica. Essas transformações tiveram como característica central a desverticalização dos monopólios até então integrados, compostos por grandes conglomerados estatais e privados. A reconfiguração institucional, impulsionada pela introdução de mecanismos voltados à regulação por desempenho e à promoção da concorrência, favoreceu o desenvolvimento de mercados atacadistas de eletricidade e impulsionou a atração de investimentos privados, tornando os agentes não estatais protagonistas no setor.

De acordo com Joskow (2008), o processo de liberalização do setor elétrico buscou instituir novos arranjos institucionais com o propósito de gerar benefícios sociais sustentáveis no longo prazo. A estratégia consistia em alinhar os preços da energia elétrica ao custo econômico eficiente, assegurando, simultaneamente, a manutenção de padrões adequados de qualidade. As reformas estruturais executadas foram fundamentadas, em maior escala, nos seguintes pilares:

- i. Privatização das empresas estatais, sobretudo nos segmentos de geração e comercialização, com o objetivo de fomentar a concorrência;
- ii. Separação vertical entre os segmentos potencialmente competitivos (geração e comercialização) e os segmentos caracterizados como monopólios naturais regulados (transmissão e distribuição);
- iii. Promoção da concorrência na geração de energia, a fim de reduzir o poder de mercado e garantir a formação de um mercado atacadista competitivo;
- iv. Criação de um operador independente do sistema elétrico, responsável pela coordenação da operação da rede, pelo equilíbrio entre oferta e demanda, e pela gestão dos parâmetros técnicos da rede, de modo a orientar os investimentos em transmissão;
- v. Estabelecimento de um mercado de curto prazo (*spot*), voluntário e transparente, para ajustar em tempo real a oferta e a demanda de energia, promovendo transações econômicas eficientes e refletindo, nos preços locacionais, os custos marginais, as perdas e os congestionamentos da rede;

- vi. Desenvolvimento de mecanismos de resposta da demanda, a fim de permitir a participação ativa dos consumidores nas dinâmicas de precificação do mercado atacadista e varejista;
- vii. Implementação de normas regulatórias capazes de garantir o acesso equitativo à infraestrutura de transmissão por parte dos agentes de mercado, promovendo a concorrência;
- viii. Separação tarifária entre o serviço de comercialização varejista e o serviço de distribuição;
- ix. Responsabilização das distribuidoras pelo fornecimento aos consumidores do mercado regulado, por meio de processos competitivos de aquisição de energia;
- x. Criação de uma agência reguladora tecnicamente capacitada, autônoma, com acesso a informações detalhadas sobre custos e qualidade dos serviços, dotada de autoridade fiscalizatória e apta a aplicar mecanismos de regulação por desempenho;
- xi. Definição e implementação de estratégias de transição capazes de viabilizar a migração gradual e segura do modelo anterior para um ambiente competitivo.

A introdução da concorrência no mercado varejista teve como objetivo permitir que os consumidores escolhessem seus fornecedores com base na melhor combinação entre preço e qualidade dos serviços. Esse novo arranjo ampliou as possibilidades de atendimento às preferências individuais, proporcionando:

- i. Maior diversidade de produtos e serviços disponíveis no varejo;
- ii. Instrumentos de gestão de risco;
- iii. Estratégias para gerenciamento da demanda; e
- iv. Oportunidades de diferenciação quanto ao custo e à qualidade do fornecimento de energia.

As reformas estruturais do SEB voltadas à abertura do mercado, por sua vez, podem ser organizadas em três fases distintas. A primeira delas teve início na década de 1990 e consistiu em um processo de reestruturação abrangente, cujo propósito central foi modernizar o setor e elevar seus níveis de eficiência. Essa etapa foi impulsionada por uma combinação de fatores, entre os quais se destacam: a conjuntura de crise fiscal macroeconômica; a necessidade de atrair investimentos privados; a busca por maior eficiência nos processos de geração e distribuição de energia; o estímulo à concorrência no mercado; e o fortalecimento da segurança energética nacional.

A segunda fase das reformas no SEB teve início com a promulgação da Lei nº 10.848/2004, que instituiu um novo modelo atacadista de comercialização de energia e dois novos mercados (livre e regulado). O novo marco institucional favoreceu a ampliação dos investimentos e contribuiu para viabilizar o equilíbrio entre o crescimento da oferta (através do financiamento de novos projetos via *project finance*) e da demanda (com contratos de longo prazo via leilões, nos quais as distribuidoras são obrigadas a contratar energia suficiente para atender integralmente suas demandas).

Contudo, com o tempo, observou-se um crescimento expressivo de fontes intermitentes de geração, muitas vezes desvinculadas do planejamento setorial, incentivadas por subsídios cruzados e voltadas ao mercado livre. Esse fenômeno foi intensificado pela rápida expansão dos recursos energéticos distribuídos (REDs) – em especial a geração distribuída – contribuindo para o aumento de riscos sistêmicos e impondo desafios à continuidade do processo de liberalização do mercado.

Esses fatores caracterizam a transição entre a segunda e a terceira fase do modelo de mercado do SEB. A terceira etapa da reforma regulatória teve início com a formulação de uma agenda voltada à abertura progressiva do mercado, fundamentada em estudos e propostas de aperfeiçoamento normativo com vistas a permitir o acesso gradual de todos os consumidores ao mercado livre.

Essa nova agenda persegue como objetivos centrais: a oferta de energia a custos mínimos; a ampliação do direito de escolha por parte dos consumidores regulados quanto ao seu fornecedor de energia; e a sustentabilidade da expansão da geração, por meio de uma adequada valoração dos atributos energéticos e de uma eficiente alocação dos custos e riscos associados. A modernização também contempla o fortalecimento do consumidor, através da promoção de maior bem-estar, redução tarifária e ganhos de escopo. Além disso, esse processo busca fomentar a concorrência, incentivar a incorporação de inovações tecnológicas e viabilizar novas estratégias corporativas de prestação de serviços no setor elétrico.

Isto posto, a presente dissertação se propõe a analisar experiências internacionais de mercados elétricos liberalizados, com a finalidade de identificar aprendizados e subsídios que possam contribuir para o processo de abertura integral do mercado elétrico no Brasil. A experiência ibérica foi escolhida como base para o estudo de caso considerando os seguintes critérios:

- i. Elevado grau de participação dos consumidores no mercado livre em ambos países;
- ii. Trajetória histórico-institucional semelhante à do SEB: com a formação de monopólios estatais verticalmente integrados em grandes empresas públicas e início do processo de liberalização em meados da década de 1990;
- iii. Matrizes elétricas com elevada participação de fontes renováveis, a exemplo do SEB.

Outro ponto de destaque é a integração regional derivada da formação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), que representa um modelo bem-sucedido de coordenação entre países com marcos regulatórios distintos, operadores de sistema independentes e realidades energéticas complementares. Esse modelo demonstra como é possível harmonizar regras, integrar mercados e otimizar o uso dos recursos energéticos em uma escala regional, lição particularmente relevante para o Brasil, dada a extensão territorial do país e as características do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Além disso, ambos os países têm se destacado na adoção de tecnologias digitais e na modernização da infraestrutura elétrica, com investimentos significativos em redes inteligentes (*smart grids*), medição em tempo real e tarifação dinâmica. Essa modernização também possibilita maior engajamento do consumidor, com o desenvolvimento de modelos de negócios inovadores e a operação de comercializadoras independentes.

A participação ativa dos consumidores é, aliás, um traço marcante dos mercados português e espanhol. A liberalização foi acompanhada por medidas de conscientização dos clientes, transparência e estímulo à concorrência, mediante a implementação de plataformas de comparação de preços, portabilidade entre comercializadoras e políticas de incentivo à eficiência energética. Paralelamente, foram adotadas políticas de proteção aos consumidores vulneráveis, como tarifas sociais de energia e a regulamentação dos Supridores de Última Instância (SUI) — entidades designadas a fornecer eletricidade a este grupo social mais vulnerável.

Por fim, cabe ressaltar o alinhamento das estratégias energéticas de ambos os países com as metas climáticas de longo prazo, especialmente a neutralidade das emissões de carbono até 2050. Esse planejamento integrado de energia e clima favorece a previsibilidade regulatória, orienta os investimentos e fortalece a coerência entre as ações do setor elétrico e os compromissos ambientais. Neste sentido, a experiência ibérica oferece lições importantes sobre

como promover uma liberalização que combine competitividade, sustentabilidade e inclusão social — objetivos que também devem nortear a transformação do SEB.

2.2. QUESTÃO DE PESQUISA E OBJETIVOS

Neste sentido, propõe-se o seguinte problema de pesquisa: quais lições podem ser apreendidas da experiência de liberalização dos mercados elétricos ibéricos de forma a subsidiar as políticas públicas e superar os desafios institucionais e regulatórios do processo de abertura de mercado elétrico brasileiro? Para responder estes questionamentos, um conjunto de perguntas secundárias fundamentam a pesquisa:

- i. Como se estruturaram os processos de liberalização do setor elétrico em Portugal e Espanha, e quais foram seus principais marcos regulatórios, institucionais e operacionais?
- ii. Quais foram os impactos da liberalização sobre a participação dos consumidores no mercado livre de eletricidade?
- iii. Quais políticas de engajamento foram implementadas para incentivar a migração dos consumidores para o mercado liberalizado no segmento de varejo?

Com isso, o presente trabalho tem como objetivo geral analisar as experiências de liberalização dos setores elétricos de Portugal e Espanha com o objetivo de identificar lições e elementos que possam subsidiar a formulação de políticas para a abertura do mercado elétrico brasileiro. Para além deste objetivo geral, são considerados outros três objetivos específicos:

- i. Mapear os principais elementos regulatórios, institucionais e operacionais que caracterizaram a liberalização dos setores elétricos português e espanhol;
- ii. Avaliar os efeitos da liberalização sobre a concentração e concorrência entre as empresas e a participação dos consumidores no mercado livre de eletricidade;
- iii. Identificar boas práticas e estratégias de engajamento adotadas por Portugal e Espanha para incentivar a participação dos consumidores no mercado livre varejista e as políticas de proteção aos consumidores vulneráveis.

Com base nestes objetivos e na contextualização apresentada, o projeto está baseado nas seguintes hipóteses:

- i. A liberalização dos mercados elétricos de Portugal e Espanha contribuiu significativamente para o aumento da eficiência econômica, da expansão da infraestrutura de energia e da participação ativa dos consumidores;

- ii. A regulação teve um papel central no desenvolvimento do processo de liberalização em Portugal e Espanha, ao estabelecer um ambiente normativo transparente e orientado à promoção da concorrência e integração de novos agentes; e
- iii. O empoderamento do consumidor — por meio de mecanismos de escolha e acesso à informação — representa um aspecto decisivo para a construção de um mercado competitivo e dinâmico.

2.3. METODOLOGIA DE PESQUISA

O presente estudo se caracteriza como uma pesquisa descritiva, de natureza qualitativa, dada a historicidade e a quantidade de estudos relacionados ao tema a ser estudado. Neste sentido, torna-se necessário descrever com precisão as características de determinado fenômeno, grupo, situação ou população. Em geral, a pesquisa descritiva não busca explicar as causas do fenômeno, mas sim oferecer um retrato detalhado da realidade estudada, frequentemente por meio de levantamento de dados quantitativos ou qualitativos. (Creswell, 2010).

Com esse propósito, optou-se por realizar um estudo de caso múltiplo, a partir da seleção de dois países que possuem uma longa trajetória de políticas de liberalização dos mercados de energia elétrica. Em Godoy (1995), aponta-se que o estudo de caso consiste em uma estratégia pertinente para análise de assuntos atuais, buscando compreender fenômenos complexos dentro de seus contextos específicos. Diferente de outras metodologias que buscam generalizações, os estudos de caso enfatizam a profundidade e o detalhamento da análise, explorando as particularidades de cada caso.

Dessa forma, a dissertação foi elaborada em duas etapas: revisão sistemática da literatura com meta-síntese temática e análise do estudo de caso. Para a primeira, realizou-se inicialmente uma pesquisa bibliográfica nas bases de dados Scopus, Web of Science e Google Scholar considerando publicações datadas entre 1995 e 2024. O objetivo é realizar uma ampla revisão sobre o tema, viabilizando uma visão abrangente e equilibrada das dinâmicas associadas ao processo de liberalização dos mercados elétricos ibéricos.

De acordo com Alves-Mazzoti (2006), o estudo de caso qualitativo constitui uma "investigação de uma unidade específica, situada em seu contexto, selecionada segundo critérios pré-determinados e, utilizando múltiplas fontes de dados, que se propõe a oferecer uma visão holística do fenômeno estudado". Sendo assim, serão apresentados os critérios que foram estabelecidos para a seleção do caso a ser estudado.

A busca preliminar teve como objetivo identificar os padrões de produção científica associada a políticas públicas de liberalização do mercado de eletricidade. Para isso, foram utilizadas as seguintes palavras-chave, em conjunto com operadores booleanos, para mapear a produção a partir dos títulos, palavras-chave e resumos das publicações científicas nas bases de dados:

- i. "deregulation" OR "liberalization" OR "free market" OR "liberalização" OR "abertura de mercado" OR "liberalización" OR "apertura del mercado", a fim de identificar os estudos que tratam do processo de liberalização enquanto política pública;
- ii. AND "power sector" OR "electricity sector" OR "energy sector" OR "power market" OR "electricity market" OR "energy market" OR "setor elétrico" OR "mercado elétrico" OR "mercado eléctrico" OR "mercado de electricidad", a fim de filtrar as publicações que tratam do setor elétrico;
- iii. AND "policy" OR "public policy" OR "strategy" OR "regulation" OR "initiatives" OR "políticas" OR "políticas públicas" OR "estratégias" OR "regulação" OR "políticas regulatórias" OR "iniciativas" OR "regulación", a fim de identificar precisamente as publicações que analisam as políticas públicas e iniciativas destinadas a promoção da liberalização do setor de energia elétrica.

Para o desenvolvimento do estudo de caso foi realizada uma pesquisa documental complementar à pesquisa bibliográfica, que envolveu a análise de documentos oficiais, legislações nacionais e supranacionais, publicações de entidades especializadas, além de outros materiais institucionais pertinentes ao tema.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

Nesta seção são analisados os fundamentos teóricos das políticas públicas voltadas à liberalização do mercado elétrico brasileiro. O objetivo consiste em relacionar o arcabouço teórico à dinâmica do setor elétrico, com ênfase nos desafios e oportunidades da abertura de mercado no contexto de uma transição energética eficiente, competitiva e sustentável. A metodologia adotada neste capítulo baseou-se em uma revisão bibliográfica sobre economia da energia, liberalização do setor elétrico, regulação econômica e os aportes da Nova Economia Institucional (NEI).

3.1. A ECONOMIA DA ENERGIA E O PROCESSO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Ao longo da história, a energia se consolidou como um dos principais motores do progresso, do desenvolvimento econômico e da promoção do bem-estar social. O domínio técnico-científico sobre os recursos e processos de produção de energia possibilitou que as civilizações, desde a Antiguidade, desenvolvessem mudanças tecnológicas que aprimoraram as condições produtivas em todo tipo de atividade. Nas sociedades contemporâneas, o setor energético permanece como um vetor estratégico para a promoção do crescimento econômico e do desenvolvimento social.

A energia é usualmente definida como a capacidade de realizar trabalho ou produzir calor. Neste sentido, a energia se manifesta de diferentes formas (calor, luz, força motriz, transformação química etc.) e pode ser produzida através de fontes diversas, que podem ser observadas em diferentes estados físicos, graus de acessibilidade, estágios de transformação (energia primária e secundária) e esgotabilidade (renovável ou não-renovável) (Bhattacharyya, 2011).

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

De modo geral, a Economia da Energia trata de cinco temas interdependentes, os quais contemplam relações econômicas fundamentais que envolvem empresas de energia, países –

representados pelos Estados nacionais – e consumidores. Estes temas estão associados (Pinto Jr. *et al.*, 2016):

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

Por outro lado, a infraestrutura de energia, especialmente aquelas relacionadas com a produção de commodities, compartilham uma série de características importantes, dentre as quais (Bhattacharyya, 2011):

- i. Intensidade de capital: os empreendimentos energéticos tendem a ser intensivos em capital, uma vez que os requisitos de investimento inicial são frequentemente elevados. De acordo com a IEA, a indústria elétrica é duas a três vezes mais intensiva em capital em comparação com a indústria de transformação;
- ii. Peculiaridade dos ativos: os ativos do setor energético tendem a ter um elevado grau de especificidade, o que implica que são menos reutilizáveis, ou seja, não possuem aplicações alternativas para além da sua utilização nas indústrias usuais;
- iii. Longevidade dos ativos: a maioria dos investimentos em energia possuem vida útil longa. Uma usina termelétrica convencional, por exemplo, pode ser operada por 20-30 anos, enquanto uma usina hidrelétrica pode ter uma vida útil superior a 50 anos. No entanto, a medida em que a vida útil do ativo aumenta, aumentam também as incertezas sobre os custos e benefícios potenciais;
- iv. Longo período de maturação: os projetos da indústria de energia são caracterizados pelo longo período de maturação. Esta característica implica que eventuais mudanças no ambiente de negócios podem comprometer o investimento, assim como exige que as decisões de investimento sejam tomadas com bastante antecedência, para que os ativos entrem em operação no momento necessário.

Portanto, qualquer decisão de investimento se baseia nas condições de mercado projetadas para um horizonte de médio/longo prazo, elevando o risco e as incertezas associadas.

A relação do setor energético com diversos aspectos econômicos é ampla e significativa. A relação do setor energético com o crescimento econômico, em especial, guarda uma série de especificidades. Andrade e Mattei (2012) apontam que os investimentos na infraestrutura energética são parte relevante da formação bruta de capital fixo de uma economia. Além disso, são investimentos que produzem um efeito multiplicador que impulsiona setores correlatos e eleva a demanda por bens e serviços e que influenciam a atratividade da economia para a captação de investimentos externos diretos (IED), representando um dos motores da transformação produtiva de um país.

O setor energético também é caracterizado pelo elevado potencial arrecadatório, seja pela geração de royalties associadas a exploração dos recursos naturais, seja pela tributação de bens e serviços (combustíveis e fornecimento de energia elétrica), representando uma fonte de receita importante para a maioria dos países. Por outro lado, o setor também se caracteriza pela oscilação de preços ao longo do tempo, o que somada à dotação desigual de recursos entre os países, produz impactos econômicos significativos nos países exportadores e importadores (com reflexos na balança comercial e na atividade econômica) e no bem-estar das sociedades de forma geral (através de pressões sobre o nível de preços).

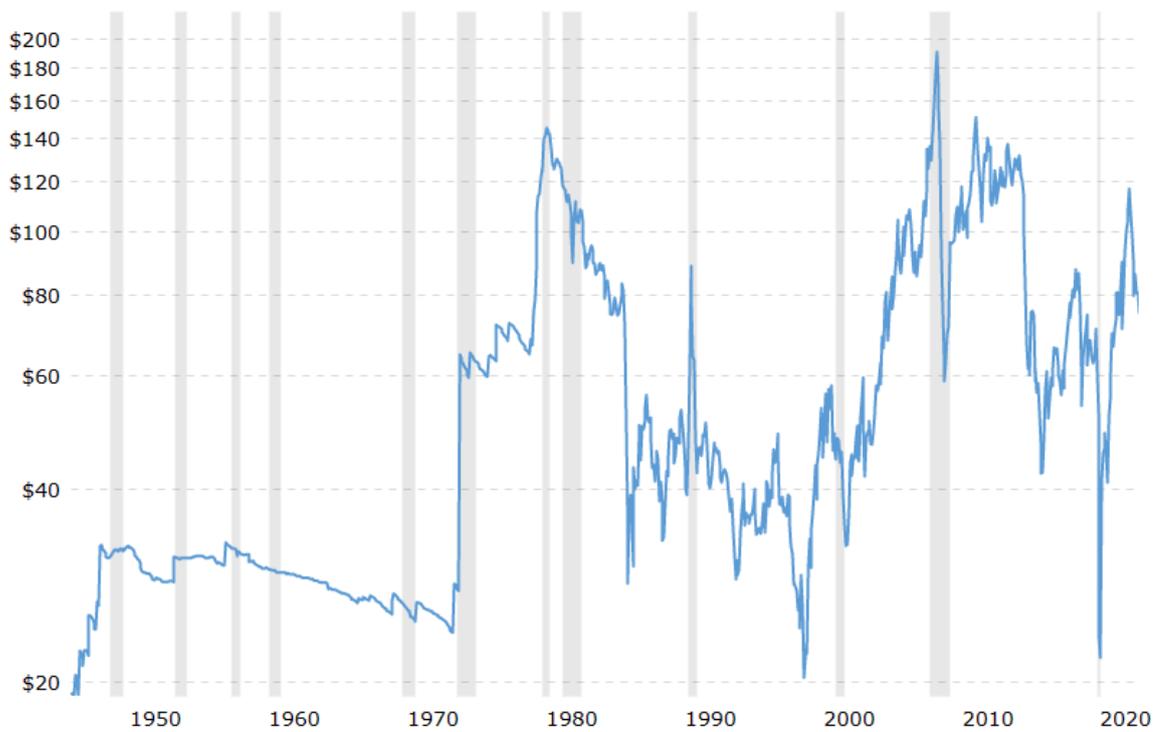
Ademais, o setor energético se caracteriza pela sua complexidade, a qual se fundamenta na transversalidade que a energia possui em relação às esferas social, econômica e ambiental. Neste sentido, o setor energético é um gerador de externalidades, que podem ser (Dantas; Brandão; Rosental, 2015):

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

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

O primeiro choque é datado de 1973, quando os membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), liderados pela Arábia Saudita, proclamaram um embargo petrolífero em resposta ao apoio dos países ocidentais à Israel durante a Guerra do Yom Kippur. Durante o período das sanções, o preço do barril do petróleo subiu mais de 300% (conforme apresentado no Gráfico 1), o que afetou severamente os países importadores do recurso. Além disso, diversas economias foram afetadas pela escalada inflacionária e sofreram com racionamento de combustível.

Gráfico 1: Preço do barril do petróleo ajustado pela inflação: 1946-2022.
(em US\$).



Fonte: MACROTRENDS (2022).

O segundo choque, ocorrido em 1979, foi causado pela queda na produção de petróleo após a Revolução Iraniana. A reação dos mercados levou a um drástico aumento nos preços do petróleo, que mais do que dobrou nos 12 meses seguintes. O resultado foi o agravamento da situação econômica global que, concomitante à elevação dos juros internacionais, provocou uma recessão durante o período 1980-1983 (Pinto Jr. *et al.*, 2016).

Neste sentido, a crise dos anos 1970 alterou radicalmente o cenário de segurança energética até então verificado, obrigando a adoção de políticas de eficiência energética e, acima de tudo, investimentos em bens energéticos substitutos, com destaque à energia nuclear

e, principalmente, ao gás natural (Castro, Brandão e Siffert, 2022). Nas décadas seguintes, a participação do petróleo na matriz elétrica global caiu de 21,2% para 2,5%. A participação do gás natural, por outro lado, subiu de 9,4% para 23,7% e a participação da energia nuclear subiu de 3,1% para 10% (BP, 2021).

A partir da década de 1990, as preocupações com o aquecimento global deram início a um novo capítulo da transição energética, o qual se caracteriza pela conversão das matrizes energéticas baseadas em combustíveis fósseis para fontes renováveis. A Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento, realizada no Brasil em 1992, teve como principal objetivo tratar as questões ambientais e desenvolver uma agenda capaz de orientar a política de desenvolvimento do século XXI em torno do desenvolvimento sustentável.

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

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

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

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

- i. A descarbonização, que busca reduzir a participação das fontes fósseis na matriz energética e permitir o aumento da segurança energética dos países desenvolvidos e muito dependentes da importação de recursos energéticos (uma vez que os recursos renováveis, como luz solar e vento, são genuinamente nacionais);
- ii. A descentralização, que busca alterar o modelo de geração centralizada de energia, impulsionar a difusão dos REDs e tornar os sistemas elétricos mais eficientes, mais limpos (priorizando a disseminação das energias renováveis) e acessíveis (incluindo a possibilidade do consumidor ser também produtor da energia que utiliza);
- iii. A digitalização, que busca utilizar tecnologias digitais para otimizar a gestão da rede elétrica e obter ganhos de produtividade aos operadores do sistema elétrico. Ademais, tecnologias como *blockchain* e *big data* são impulsionadoras de novos modelos de negócios;
- iv. A democratização, que busca garantir o acesso à energia de qualidade e a preços competitivos, de forma a elevar a competitividade das indústrias e contribuir para o bem-estar das sociedades;
- v. O desenho de mercado, que busca garantir um conjunto de regras e procedimentos adequados para o desenvolvimento do mercado de energia com uma repartição justa de riscos e custos entre os agentes.

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

A dotação de recursos energéticos, especificamente, configura um dos elementos centrais da segurança energética dos países. Tradicionalmente, essa dimensão esteve vinculada à exploração e ao estoque de combustíveis fósseis. No entanto, sob o paradigma da transição energética, a disponibilidade passa a estar cada vez mais associada a capacidade de exploração e aproveitamento das fontes renováveis, cuja abundância, apesar de significativa, possui como contrapartida a intermitência e a variabilidade temporal, o que impõe novos requisitos ao planejamento energético (Castro, Caneppele e Frigo, 2024).

Além da garantia de suprimento, a segurança energética abrange também os aspectos de acessibilidade e resiliência. A acessibilidade se refere à capacidade dos indivíduos de adquirir energia de qualidade a preços compatíveis com sua renda, sendo essencial a adoção de fontes renováveis de baixo custo marginal e de políticas de compensação social para evitar o agravamento das desigualdades socioeconômicas durante o processo de transição energética.

Já a resiliência diz respeito à capacidade dos sistemas energéticos de enfrentar e se recuperar de choques externos — sejam eles naturais, tecnológicos, geopolíticos etc. Diante da crescente complexidade das cadeias globais de valor e da intensificação de eventos climáticos extremos, essa dimensão assume papel estratégico na formulação das políticas energéticas, demandando a diversificação das matrizes energéticas e a modernização da infraestrutura por meio da digitalização das redes — o que permite detectar anomalias em tempo real, isolar falhas rapidamente e reconfigurar os fluxos de energia, minimizando os impactos de eventuais interrupções no fornecimento.

No entanto, o processo de transformar uma matriz energética pautada em fontes não renováveis, com o objetivo de implementar uma transição energética necessária e urgente, envolve profundas e complexas mudanças de cunho técnico, social, cultural, político e econômico. Trata-se, assim, de um desafio ingente que exige um esforço conjunto de diversos *stakeholders* do setor energético e da sociedade (Castro *et al.*, 2019).

3.2. LIBERALIZAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR ELÉTRICO

A garantia de um fornecimento confiável de eletricidade constitui uma condição essencial para o desenvolvimento econômico e bem-estar das sociedades. Diante desse contexto, diversos países buscaram aprimorar a governança do setor elétrico a partir da década de 1980 por meio de reformas institucionais que tinham como objetivo romper o monopólio vertical historicamente predominante nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Este processo de liberalização do setor de eletricidade foi antecedido por um período, iniciado em 1945, caracterizado por uma ampla expansão da intervenção e do controle estatal sobre o setor, em linha com tendências observadas nas décadas anteriores. Com o fim da Segunda Guerra Mundial, se consolidou em escala global o modelo de monopólios verticalizados sob a premissa de que a existência de economias de escala tornava o setor elétrico um monopólio natural (Urpelainen e Yang, 2019).

Além disso, em Pollitt (2012) aponta-se que as mudanças tecnológicas desempenharam um papel central na ampliação da participação do Estado. A transição da geração descentralizada em pequena escala para usinas hidrelétricas, termelétricas e nucleares de grande porte exigiu investimentos substanciais para financiar a construção dessas infraestruturas e o desenvolvimento de sistemas nacionais de transmissão. No mesmo sentido, o crescimento acelerado da demanda por eletricidade impulsionou a implementação de amplos programas de construção de usinas geradoras, o que demandou decisões estratégicas quanto à adoção de tecnologias nacionais ou importadas. No entanto, a partir da década de 1980, as fragilidades desta abordagem se tornaram evidentes, uma vez que os monopólios estatais passaram a enfrentar graves dificuldades financeiras e apresentar deficiências técnicas significativas.

Com isso, a liberalização dos mercados de energia elétrica teve início nos países da Europa Ocidental e nos Estados Unidos visando de maneira central o uso dos mecanismos de concorrência e incentivos baseados em preços para aumentar a eficiência na geração e no fornecimento de eletricidade. Hyland (2016) aponta que a reestruturação dos mercados elétricos também foi motivada por outros fatores, incluindo aspectos ideológicos, a necessidade de melhorar a situação financeira dos governos e, em muitos casos, como parte de um processo mais amplo de liberalização do setor de serviços.

Ao analisar os processos internacionais de reestruturação, Joskow (2006) identificou que a principal motivação para as reformas decorreu de problemas como o aumento dos custos de construção de novas usinas, a elevação das despesas operacionais e os altos preços de energia repassado aos consumidores. Diante desse cenário, os *policymakers* buscaram viabilizar a diminuição dos custos do setor elétrico, de modo que essas reduções fossem repassadas aos consumidores por meio de tarifas mais baixas.

Conforme discutido anteriormente, Joskow (2008) propôs um modelo padronizado de liberalização para o setor elétrico no qual destacam-se, dentre as principais medidas recomendadas: a privatização dos monopólios estatais e verticalmente integrados, com o objetivo de criar incentivos para a melhoria do desempenho; a separação vertical (*unbundling*) da cadeia produtiva, visando eliminar subsídios cruzados entre os diferentes segmentos da indústria e garantir igualdade de acesso às redes para todos os concorrentes; e a reestruturação horizontal da geração de eletricidade para fomentar a concorrência na produção de energia, bem como a integração das infraestruturas de transmissão às operações de rede — permitindo a criação de um operador do sistema independente.

Urpelainen e Yang (2019) buscam ampliar a discussão a respeito da reestruturação do setor elétrico introduzindo duas categorias principais de reformas institucionais. A primeira categoria engloba um conjunto de cinco iniciativas "híbridas", que modificam a gestão do setor, mas não necessariamente resultam em privatização ou liberalização da concorrência. Neste caso, os segmentos estratégicos do setor permanecem sob propriedade estatal, embora sua administração seja conduzida por empresas estatais, e não por órgãos burocráticos do governo.

Essa categoria inclui a criação de um arcabouço jurídico para a liberalização do setor, a corporatização das concessionárias de energia elétrica, a introdução de produtores independentes de energia (PIEs), o estabelecimento de uma agência reguladora independente e a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição. O elemento comum entre essas reformas é a manutenção da propriedade estatal dos ativos essenciais do setor elétrico, ainda que seja permitida a participação de PIEs.

A segunda categoria compreende as chamadas reformas "padrão", derivadas do modelo proposto pelo Banco Mundial. Estas reformas buscam promover mudanças mais profundas no setor elétrico, uma vez que resultam na transferência da propriedade dos segmentos essenciais para o setor privado. Dentre as principais ações previstas, destacam-se a privatização dos ativos das empresas públicas, a criação de mercados de atacadistas de energia e a possibilidade de os consumidores escolherem seus fornecedores no mercado varejista. Diferentemente das reformas híbridas, estas iniciativas suprimem o monopólio estatal sobre o setor, permitindo que investidores privados não apenas gerem eletricidade, mas também a comercializem diretamente, rompendo com o modelo tradicional de monopólio público (Urpelainen e Yang, 2019).

Bolton (2024) sublinha, no entanto, que o foco de diversas experiências de liberalização estava na criação ou no fortalecimento de um mercado competitivo e não na simples privatização das empresas estatais. Neste sentido, é possível observar que nos países que adotaram a concorrência de mercado de maneira mais enfática (como Noruega, Suécia, Estados Unidos, Nova Zelândia e Austrália), a presença de empresas públicas no setor de energia elétrica se manteve mesmo após a liberalização do mercado.

A relevância desta reflexão decorre da hipótese teórica microeconômica que sugere que a concorrência e o incentivo ao lucro promovem eficiência tanto interna (na produção de bens e serviços) quanto externamente (no mercado), resultando em benefícios que são repassados aos consumidores e à economia por meio da redução de preços e custos. No entanto, o setor

elétrico possui características técnico-econômicas que influenciam a definição de um modelo regulatório específico, tais como (Jasmab e Pollitt, 2005):

- i. Elevados custos irrecuperáveis, que representam uma significativa barreira a entrada de novos concorrentes;
- ii. Estrutura verticalizada, composta por geração, transmissão, distribuição e comercialização, cada uma com diferentes escalas eficientes de operação;
- iii. Produção de bem não armazenável, cujo transporte se dá por meio de uma rede que exige equilíbrio físico instantâneo entre oferta e demanda em todos os pontos do sistema.

Neste sentido, o principal objetivo das reformas no setor elétrico tem sido introduzir a concorrência sempre que possível, especialmente nas atividades de geração e comercialização de energia. As mudanças nos modelos tradicionais de regulação das redes de transmissão e distribuição são geralmente consideradas um complemento essencial para a efetiva implementação da concorrência nos mercados de eletricidade, garantindo o atendimento eficiente da demanda dos consumidores.

Novamente, a literatura destaca que não existe uma fórmula única e universal aplicável à reestruturação dos mercados de energia. Os objetivos das reformas exigem soluções específicas para cada realidade e as questões relacionadas a coordenação do despacho e funcionamento do mercado devem ser cuidadosamente consideradas, pois representam aspectos cruciais no desenho de modelos eficientes (Hunt e Shuttleworth, 1996).

Em Hunt (2002), são apresentados quatro modelos de mercado elétrico distintos, classificados de acordo com o nível de manutenção do monopólio no setor elétrico. Em todos os casos, permanece o monopólio nos segmentos de transmissão e distribuição de energia. A principal distinção entre os modelos está em definir quem pode adquirir energia dos geradores que eventualmente atuam em ambiente competitivo, ou seja, quais consumidores possuem liberdade para escolher seu fornecedor e se existe competição entre os geradores. Os modelos são descritos da seguinte forma:

- i. Monopólio verticalmente integrado: Este modelo corresponde ao arranjo tradicional de monopólio verticalmente integrado, no qual todas as funções do setor elétrico — geração, transmissão, distribuição e comercialização — permanecem agrupadas sob a gestão de um único agente, operando sob regulação estatal. Nesse modelo, não há espaço para geradores concorrentes, uma vez que não é permitido vender energia

fora do sistema monopolizado. Tal estrutura predominou por cerca de um século e, apesar das transformações recentes em diversas jurisdições, ainda permanece vigente em diversos países;

- ii. Modelo de comprador único: Este modelo introduziu uma forma limitada de concorrência ao permitir que concessionárias comprassem energia de pequenos geradores independentes por meio de contratos de longo prazo. Nesse arranjo, apenas a concessionária integrada tem autorização para adquirir energia dos geradores concorrentes, mantendo-se o monopólio sobre o fornecimento aos consumidores finais. Este modelo foi adotado por diversos países, especialmente na Ásia, como etapa inicial para a liberalização do setor elétrico e como estratégia para atrair investimentos privados. Os preços desses contratos são regulados, geralmente estabelecidos por meio de leilões aprovados pelas autoridades reguladoras e os valores contratados são repassados aos consumidores por meio de tarifas reguladas. Embora introduza alguma concorrência — restrita à construção e operação das usinas — o modelo transfere riscos de mercado, tecnológicos e de crédito para os consumidores, já que os contratos garantem estabilidade de receita aos produtores independentes, protegendo-os das flutuações do mercado. A receita geralmente é composta por duas parcelas: uma fixa, destinada a cobrir os custos fixos e garantir retorno ao investimento, e uma variável, vinculada à quantidade de energia efetivamente gerada.
- iii. Modelo de concorrência no atacado: Este modelo se estrutura sobre um setor de geração inteiramente competitivo, sem geração regulada por custos de serviço. Nesse modelo, as distribuidoras e os grandes consumidores são os compradores no mercado atacadista, enquanto os pequenos consumidores permanecem vinculados às distribuidoras, que mantêm o monopólio sobre esse segmento. Essa configuração é considerada uma alternativa viável, pois concentra a competição na geração, onde estão os principais ganhos econômicos, conta com múltiplos compradores que podem se beneficiar de preços mais baixos e evita os custos e complexidades associados à abertura total do varejo para os pequenos consumidores. O modelo recomendado para países que estejam desenhando um novo arranjo institucional inclui: (i) geração totalmente desregulada e comercializada em um mercado atacadista competitivo; (ii) compra de energia pelas distribuidoras e grandes consumidores diretamente nesse mercado; (iii) permissão para atuação de agentes como varejistas, agregadores, corretores e comercializadores; (iv) inexistência de

alternativa regulada para os grandes consumidores, que devem assumir o preço de mercado; e (v) atendimento aos pequenos consumidores pelas distribuidoras por meio de contratos com geradores ou agregadores, com tarifas compostas por parcelas fixa e variável. O objetivo principal deste modelo é viabilizar mercados atacadistas eficientes e competitivos. Para isso, são necessários mecanismos adequados de negociação de curto prazo, estrutura de longo prazo para transmissão, diversidade de compradores e vendedores, além de mecanismos que permitam a resposta de oferta e demanda aos sinais de preço;

- iv. Modelo de concorrência no varejo: O modelo de competição no varejo amplia os benefícios da competição no atacado ao criar um ambiente com múltiplos agentes varejistas que pressionam os geradores por preços mais baixos e ampliam a liquidez dos mercados, favorecendo o financiamento de novas usinas geradoras. No entanto, ele demanda uma infraestrutura mais complexa do que o modelo de concorrência no atacado, especialmente em relação a processos de medição, faturamento e liquidação financeira. Além disso, há uma tendência regulatória de manter mecanismos de proteção tarifária para pequenos consumidores, o que pode, eventualmente, limitar os ganhos de eficiência esperados. Ainda assim, o modelo oferece a vantagem da liberdade de escolha a todos os usuários, ampliando o conceito de servitização já presente em outros setores da economia. Por outro lado, o maior desafio reside na necessidade de conscientizar os consumidores adequadamente sobre o funcionamento do mercado. A complexidade do processo pode gerar confusão, como demonstrado por casos em que consumidores acreditam que a escolha errada do fornecedor poderia implicar interrupção no fornecimento de energia — o que, na prática, não ocorre.

No modelo de concorrência no varejo, destaca-se ainda a figura do Supridor de Última Instância (SUI), cuja função é assegurar a continuidade do serviço e a proteção dos consumidores vulneráveis ou em situações excepcionais. Por não atuar sob as regras do regime concorrencial, o SUI é legalmente incumbido de garantir o cumprimento de obrigações de serviço público, especialmente no que se refere ao fornecimento universal de eletricidade — isto é, o acesso generalizado a um serviço essencial, com qualidade e a preços acessíveis.

No âmbito da União Europeia, por exemplo, os Estados-membros são obrigados a garantir o fornecimento de energia e a proteção dos consumidores, mas têm liberdade quanto aos meios adotados, não sendo exigida a nomeação formal de um SUI. Santos (2018) aponta

que a formação do SUI pode se dar através de uma empresa independente ou vinculada ao grupo econômico da distribuidora local (desde que possua separação jurídica das demais entidades do grupo), o que resulta em diferentes modelos nacionais: enquanto países como Portugal e Espanha realizaram a designação do SUI desde o início do processo de liberalização, outros optaram por instituí-lo apenas em casos pontuais, como em situações de falhas no fornecimento por parte de comercializadores de mercado.

Apesar da diversidade nas estruturas de mercado ao redor do mundo, observa-se que o processo de liberalização do setor elétrico, especialmente com a abertura total do mercado varejista, foi concluído até o final da década de 2000 na maioria dos países desenvolvidos. Segundo Pepermans (2018), após aproximadamente três décadas de liberalização, é possível sistematizar algumas conclusões relevantes:

- i. Em termos gerais, o mercado atacadista demonstrou ganhos de eficiência associados à redução de custos, enquanto os resultados no segmento varejista foram heterogêneos entre os países, com impactos variados nas tarifas ao consumidor final;
- ii. A adoção de políticas públicas e modelos regulatórios inadequados contribuiu para uma alocação desigual dos custos do sistema, onerando desproporcionalmente os consumidores que permaneceram no mercado regulado;
- iii. Os preços no varejo permanecem elevados em muitos contextos, mesmo diante da redução dos preços no mercado atacadista, devido à influência significativa de tributos, encargos e custos relacionados à infraestrutura de rede;
- iv. Reduções nas tarifas ao consumidor final foram mais perceptíveis em países com elevada penetração de fontes renováveis de energia. No entanto, esse efeito não foi uniforme, dado que fatores como regulamentação das tarifas, fragmentação dos mercados internos, carga tributária e políticas energéticas distintas limitaram a convergência nos preços;
- v. O mercado varejista ainda apresenta níveis elevados de concentração e baixa mobilidade dos consumidores entre fornecedores (baixas taxas de *switching*), o que compromete a concorrência e restringe o envolvimento ativo dos consumidores no mercado.

É importante destacar, porém, que o processo continua evoluindo, em grande medida pelos efeitos e desafios crescentes impostos pela transição energética e pela penetração cada vez maior das inovações tecnológicas e dos REDs. Littlechild (2018) argumenta que o desenvolvimento de mercados elétricos competitivos sob o cenário de transição energética

corresponde a um processo dinâmico, com potenciais externalidades para a economia como um todo. Estas externalidades resultam não apenas em novos produtos, serviços e modelos de negócio, mas também na atração de investimentos para o setor e no aprimoramento da alocação de custos e riscos.

Esse processo de modernização, contudo, é permeado por incertezas, progressos e retrocessos. Neste sentido, a sistematização das experiências internacionais é uma importante ferramenta para a concepção de novos modelos de mercado nos países com mercados elétricos concentrados; e qualificação de estratégias e políticas de liberalização frente ao novo paradigma de transição.

Por fim, a utilização dos mecanismos de regulação econômica para estimular a competição e proteger os interesses dos consumidores nos mercados atacadista e varejista constitui parte fundamental dos novos arranjos institucionais oriundos do processo de liberalização do setor elétrico, que serão explorados na subseção seguinte.

3.3. REGULAÇÃO ECONÔMICA E MUDANÇA INSTITUCIONAL

O conjunto de transformações ocorridas na esfera econômica de atuação dos Estados nacionais desde o século XX tem conferido à atividade regulatória um papel significativo na promoção do desenvolvimento socioeconômico. A estruturação dos mais diversos mercados, a promoção de investimentos e da eficiência econômica, e a busca pelo bem-estar dos consumidores, por exemplo, são marcas deste processo. Por outro lado, uma das consequências mais relevantes da atuação da atividade regulatória moderna foi a promoção de uma mudança institucional em diversos setores de infraestrutura caracterizados pela prestação de serviços públicos essenciais, como é o caso das indústrias de rede, e mais especificamente, do setor elétrico.

O processo de liberalização do setor elétrico, em si, representa uma transformação econômico-institucional que demanda competências regulatórias adequadas capazes de assegurar a missão das políticas públicas de distribuir os benefícios do desenvolvimento econômico e do avanço tecnológico entre toda sociedade. Dessa forma, esta seção pretende discutir os aspectos teóricos da regulação e das mudanças institucionais associadas que fundamentam o processo de abertura de mercado do setor elétrico.

O conceito de regulação, propriamente dito, é geralmente definido como o ato do poder público prescrever diretamente o que indivíduos e organizações podem e não podem fazer, de

modo que suas ações não contradigam o "interesse público" (Chang, 1997). No âmbito das ciências econômicas, a regulação econômica diz respeito às intervenções do Estado em uma economia para garantir o funcionamento eficiente dos mercados. Trata-se do controle exercido pelo poder público em um setor ou atividade sobre as regras de participação ou atuação das firmas. Tal controle pode se estender para os preços praticados pelas firmas, qualidade do produto ou serviço prestado, e das taxas de investimento e margens de lucros permitidas.

Uma das principais esferas de atuação da regulação econômica se dá no regramento dos novos desenhos de mercado. O desenho dos mercados de interesse público se refere à formulação e implementação de estruturas de mercado específicas para setores nos quais há uma presença significativa de bens ou serviços de interesse público. Esses setores muitas vezes envolvem características que justificam a intervenção do governo para garantir o acesso equitativo, a eficiência, a qualidade e outros objetivos de interesse público.

Em setores nos quais a concorrência é limitada ou inexistente, como no caso das indústrias de rede, a concepção de desenhos de mercados pode envolver a regulação para evitar abusos de poder econômico. Em contrapartida, em setores nos quais a concorrência é possível e desejada, o desenho de mercado pode incluir políticas para promover a competição, envolvendo a criação de condições para a entrada de novos concorrentes, o estabelecimento de regras antitruste e a prevenção de práticas anticompetitivas (Prado, 2023).

Como todo fenômeno socioeconômico, a evolução da função regulatória foi contexto-dependente. No entanto, é possível observar um certo padrão nas formas pretéritas de regulação governamental sobre as indústrias de rede e nas mudanças institucionais promovidas no contexto de liberalização econômica na segunda metade do século XX. Joskow (2005) sublinha que até a década de 1970, em boa parte dos países os setores de transporte (aéreo e rodoviário), energia (petróleo, gás natural e energia elétrica), comunicações e outros eram monopólios estatais ou atividades que estavam sujeitas a um rígido controle estatal sobre preços e/ou entrada de novos agentes.

A partir de meados da década de 1980, medidas legislativas iniciaram um processo de liberalização, reestruturação vertical e horizontal das indústrias e reforma dos marcos regulatórios, afetando, em diferentes graus, todos esses setores. A evolução tecnológica, as mudanças nas condições de oferta e demanda e a dinâmica dos grupos de interesse foram fatores centrais para essas transformações (Hyland, 2016). No entanto, a literatura econômica sobre os

efeitos da regulação e das mudanças regulatórias nos preços e custos também teve um papel relevante nesse processo.

A Nova Economia Institucional (NEI) fornece um arcabouço teórico para compreender os efeitos da regulação e das mudanças regulatórias no desenho dos mercados, enfatizando a interdependência entre instituições, estruturas de governança e incentivos econômicos. Essa perspectiva equilibrada reconhece a complementaridade entre o mercado e o Estado no processo de desenvolvimento econômico, superando a dicotomia entre ambos. Nesta abordagem, as falhas de um podem ser mitigadas pelos mecanismos do outro, resultando em uma combinação de forças capaz de promover um desempenho econômico sólido e socialmente benéfico (Carvalho, 2022).

A literatura da regulação econômica, no entanto, é ampla e heterogênea. Veljanovski (2010) aponta que a variedade de análises e perspectivas consideradas pelos pesquisadores ao longo do tempo resultaram na consolidação de teorias baseadas em duas abordagens principais: normativas e positivas. As teorias normativas têm um caráter prescritivo e buscam definir a regulação ideal sob a ótica econômica, fundamentando-se, predominantemente, nos conceitos de eficiência econômica e falhas de mercado. Por outro lado, as teorias positivas buscam compreender a natureza e a evolução da regulação, bem como seus efeitos – sejam efeitos distributivos ou sobre a alocação de recursos.

Com relação às teorias normativas, o aspecto da eficiência econômica está associado ao entendimento de que as firmas têm liberdade de escolher livremente a estratégia empresarial que proporcione a maximização de sua rentabilidade nos mercados competitivos. Assim, um resultado é considerado eficiente quando recursos, bens e serviços são alocados para os usos de maior valor esperado, conforme medido pela disposição individual a pagar, assumindo a utilização da tecnologia mais produtiva disponível (Pindyck e Rubinfeld, 2013).

A literatura econômica ainda aponta que um resultado é considerado eficiente no sentido de Pareto quando não é possível melhorar o bem-estar de um indivíduo sem reduzir o bem-estar de outro. Dessa forma, uma alocação de recursos, bens ou ativos é Pareto-eficiente se beneficiar todos os envolvidos ou, no mínimo, não causar prejuízos a ninguém (Pindyck e Rubinfeld, 2013). Contudo, o funcionamento da concorrência perfeita está condicionado a alguns pressupostos que não são observados na maioria dos mercados, especialmente em função das falhas de mercado.

Segundo a análise normativa, as falhas de mercado são causadas, dentre outras coisas, pelo poder de mercado das firmas, externalidades, assimetria de informação e a existência de bens públicos. Com isso, as ações dos agentes econômicos observadas na dinâmica do mercado não são capazes de produzir os resultados de modo Pareto-eficiente. Baldwin, Cave e Lodge (2013) sistematizam estas causas da seguinte maneira:

- i. Poder de mercado: este fenômeno ocorre quando uma firma (ou grupo de firmas) consegue elevar os seus preços acima do nível praticado no mercado concorrencial, fixando os preços acima do custo marginal de produção e provocando uma redução da demanda por parte dos consumidores. Os custos sociais do poder de mercado decorrem da perda do excedente do consumidor, ou seja, da diferença entre o preço que os consumidores estariam dispostos a pagar e o custo marginal da produção dos bens não ofertados devido à escassez artificial imposta pelo monopólio/oligopólio. Além disso, a concentração pode gerar efeitos adversos em outros aspectos da dinâmica econômica, como a queda na qualidade dos produtos e serviços e a redução do ritmo de inovação;
- ii. Externalidades: determinadas atividades geram impactos sobre terceiros que não são devidamente considerados nos seus custos de produção. A existência destes custos externos implica que a atividade que os gera tende a ser praticada em níveis menos eficientes do ponto de vista social ou ambiental. Assim, a regulação busca corrigir essa distorção e proteger os grupos afetados pelas externalidades;
- iii. Assimetria de informação: este tipo de falha de mercado ocorre quando uma das partes possui mais informações do que a outra em uma transação comercial. Na dinâmica econômica, o mercado pode falhar na produção e disseminação adequada de informações por diversas razões (a geração de informações pode ser custosa, existe a possibilidade de manipulação ou distorção das informações, a informação disponível pode ser insuficiente para auxiliar efetivamente os agentes etc.);
- iv. Bens públicos: um bem público é caracterizado pelo consumo não rival, ou seja, o uso desse bem por um indivíduo não reduz sua disponibilidade para os demais. Os mercados competitivos podem falhar na oferta eficiente de bens públicos devido à dificuldade de excluir indivíduos que não pagam por seu uso, o que leva ao problema do "carona" e à distorção na revelação das preferências. Além disso, a impossibilidade de excluir não pagantes pode comprometer a viabilidade financeira da produção desses bens, resultando em oferta insuficiente.

As teorias positivas, por sua vez, buscam explicar a regulação tal como ela é. Stigler (1971), um dos primeiros expoentes do campo, salienta que as principais atribuições das teorias consistem em analisar quais agentes serão beneficiados ou onerados pelas medidas regulatórias, determinar o formato que tais regulações assumirão e avaliar os impactos dessas intervenções na alocação de recursos. A partir dessas questões, diversas abordagens teóricas foram desenvolvidas com o intuito de compreender as razões subjacentes à existência das regulamentações vigentes.

A contribuição de Stigler, porém, não se limitou a aperfeiçoar as análises existentes sobre o tema, mas apresentou uma nova abordagem para compreender a regulação econômica. Um aspecto central de sua análise é o reconhecimento de que o Estado detém um instrumento fundamental e exclusivo: o poder de coerção. Esse poder, que não é compartilhado com outros agentes, incluindo a sociedade, permite ao Estado intervir diretamente na economia, estabelecendo preços de produtos e serviços, impondo barreiras de entrada e saída do mercado, determinando padrões de qualidade e definindo mecanismos de remuneração, entre outras atribuições (Stigler, 1971).

Por outro lado, Stigler parte da premissa de que os agentes econômicos atuam de forma racional, buscando maximizar seu próprio bem-estar. Nesse sentido, ele destaca que a regulação pode desempenhar um duplo papel: pode ser utilizada como um instrumento para beneficiar determinado setor ou, por outro lado, pode ser imposta a esse mesmo setor como uma restrição. O fator determinante para antecipar como uma regulação será estabelecida reside na capacidade de organização dos grupos de interesse envolvidos. Quanto mais estruturado e influente for um grupo, maior será sua capacidade de exercer pressão legislativa e influenciar o processo regulatório até sua aprovação (Stigler, 1971).

Com isso, os avanços proporcionados pelas ideias de Stigler impulsionaram o aprimoramento dos modelos regulatórios. Sua abordagem consolidou a noção de que a regulação pode atuar como um mecanismo eficiente para equilibrar interesses diversos e, por vezes, conflitantes entre os agentes econômicos e a sociedade. Assim, a regulação passou a ser concebida como um instrumento capaz de harmonizar os interesses individuais dos agentes com os interesses coletivos, representados pelo regulador.

Entretanto, a regulação é amplamente reconhecida como um tema complexo, para o qual não há um modelo universal ideal a ser seguido. Baldwin, Cave e Lodge (2013) argumentam que a formulação de um modelo regulatório, assim como a definição de seus atributos, depende

do desenho institucional específico de cada país, dos instrumentos regulatórios empregados, que variam conforme o contexto nacional, e dos objetivos políticos delineados pelos *policymakers* – cujos resultados obtidos nem sempre correspondem às previsões iniciais e, em algumas situações, o longo período necessário para a implementação das regras pode comprometer a credibilidade e a efetividade do processo regulatório. Assim, embora a disseminação do conhecimento sobre práticas regulatórias ocorra em escala global, a regulação permanece essencialmente um fenômeno local, condicionado pela estrutura institucional e pela trajetória histórica de cada país.

Em todo caso, a regulação econômica é amplamente utilizada como instrumento para corrigir falhas de mercado, especialmente em contextos de monopólio natural. Seu objetivo principal é estabelecer condições que tornem determinados setores atrativos para agentes econômicos, ao mesmo tempo em que garantem à sociedade o acesso a serviços em níveis adequados de quantidade, qualidade e custos. Dessa forma, a regulação busca equilibrar os interesses dos agentes econômicos e do bem-estar social, promovendo um ambiente competitivo e eficiente sempre que possível.

A partir deste enquadramento analítico é que se verifica a relevância da regulação para os setores de infraestrutura. Por um lado, estes setores são tradicionalmente associados à prestação de serviços públicos, o que implica na necessidade de atender três requisitos principais, de acordo com Pinto Jr. (1997): disponibilidade (universalização da prestação do serviço); continuidade (atendimento à demanda exigida em todo e qualquer momento); e equidade (os consumidores não estão sujeitos a critérios de discriminação na definição da demanda por parte dos fornecedores).

Por outro lado, a teoria econômica aponta que alguns setores apresentam maior eficiência econômica quando apenas uma empresa produz toda quantidade ofertada no mercado. De maneira formal, na presença de retornos crescentes de escala, a função de custo de uma única empresa que concentra a produção dos bens/serviços é menor do que a soma dos custos de duas ou mais empresas em um mercado competitivo. Nessas condições, o custo marginal encontra-se abaixo do custo médio de longo prazo, refletindo a existência de economias de escala (Fiani, 1998).

Dessa forma, a estrutura de mercado mais eficiente e de menor custo para a produção das quantidades demandadas seria a de um monopólio natural. Ademais, os setores de infraestrutura são frequentemente classificados como monopólios naturais devido às

características específicas desse mercado. Os investimentos iniciais são extremamente elevados (enquanto os custos marginais permanecem baixos em razão da escala de produção), e a atividade destes setores envolve o uso de bens de natureza exclusiva, com baixa ou nenhuma rivalidade no consumo (Oliveira, 2015).

A função do regulador, nesse contexto, consiste em distinguir os custos envolvidos na operação e estabelecer uma taxa de retorno que permita a sustentabilidade da empresa monopolista, ao mesmo tempo em que limita a extração de renda econômica abusiva. Além disso, cabe ao regulador assegurar que a oferta de bens atenda a padrões adequados de quantidade e qualidade. Dessa forma, a maior eficiência econômica proporcionada pelos monopólios naturais, aliada à necessidade de controlar os lucros e a oferta de bens públicos, justifica a intervenção do Estado na regulação dos setores de infraestrutura.

Em determinados setores, como energia, transporte, telecomunicações, aviação e saneamento, a forte interdependência entre os segmentos de suas cadeias produtivas, decorrente de fatores tecnológicos, dá origem a um novo enquadramento analítico: as indústrias de rede. Nessas indústrias, a impossibilidade de armazenar a produção torna fundamental o ajuste imediato entre oferta e demanda. Além disso, devido às descontinuidades técnicas na ampliação da capacidade produtiva e aos elevados custos fixos, torna-se necessário que a oferta se antecipe ao crescimento da demanda. Na maioria dos casos, essas indústrias não correspondem ao conceito tradicional de indústria, mas sim ao de prestação de serviços, como ocorre nos setores de infraestrutura (Pires e Campos Filho, 2002).

A estrutura de cada indústria de rede — definida pelo número de empresas atuantes, seus tamanhos relativos e suas estratégias produtivas — é determinada por quatro fatores principais: as tecnologias disponíveis, a dimensão do mercado, as estratégias competitivas das empresas estabelecidas e o modelo regulatório vigente. A base tecnológica existente delimita o potencial para a exploração de economias de escala, escopo e densidade, enquanto a interação entre tecnologia, mercado e concorrência define o nível efetivo dessas economias (Tavares, 2005).

Dadas essas características, as indústrias de rede impõem três desafios fundamentais às políticas públicas: o primeiro consiste em fomentar volumes de investimento (incluindo pesquisa e desenvolvimento) compatíveis com as necessidades da economia; o segundo se refere à criação de um arcabouço institucional adequado para viabilizar configurações setoriais

eficientes, garantindo um uso racional dos recursos disponíveis; e o terceiro envolve o controle de práticas empresariais que possam comprometer o interesse público (Tavares, 2005).

Historicamente, os mecanismos regulatórios concentraram-se na otimização dos preços, uma vez que estes funcionam como indicadores da eficiência dos mercados e refletem a distribuição do excedente da produção. Entre as principais funções do órgão regulador, destaca-se a definição de regras tarifárias que conciliem os interesses tanto dos consumidores quanto das empresas reguladas, buscando um equilíbrio eficiente nessa relação.

Um dos principais instrumentos utilizados nesse contexto foi a regulação por taxa de retorno, cujo objetivo era promover a eficiência distributiva das empresas. Esse mecanismo procurava alinhar receitas e custos, restringindo lucros excessivos das firmas monopolistas, mas garantindo uma rentabilidade suficiente para atrair investimentos. Assim, para evitar que os preços ficassem abaixo dos custos, o valor final pago pelos consumidores era determinado a partir da equação entre a receita total e os custos operacionais, acrescidos da depreciação do capital e da taxa de lucro.

Segundo Pires e Piccinini (1997), o propósito central desse método era criar incentivos à eficiência produtiva das empresas por meio de um sistema de revisões tarifárias conduzido pelo regulador. Esse processo envolvia a análise periódica das despesas e investimentos considerados aceitáveis, utilizando dados contábeis, índices de inflação e políticas de depreciação para definir os níveis tarifários dentro de determinadas premissas de mercado.

Contudo, essa abordagem enfrenta diversos desafios, incluindo a mensuração do capital investido, a determinação da taxa de retorno adequada, a definição dos custos variáveis — dificultada pela assimetria informacional entre a empresa e o órgão regulador — e a avaliação da receita da firma. Além disso, a garantia de uma taxa mínima de lucro pode reduzir incentivos à eficiência, enquanto o chamado efeito Averch-Johnson pode levar a agência reguladora a fixar a taxa de retorno acima do valor de mercado, buscando assegurar a rentabilidade do capital investido.

Outro problema desse método é sua adequação apenas a contextos em que os custos e a demanda se mantêm relativamente estáveis no curto prazo, sem grandes variações causadas por mudanças tecnológicas ou comportamentais dos consumidores. Caso uma empresa opere em mercados com demanda diferenciada, poderá exercer seu poder de monopólio para obter ganhos adicionais, explorando a prática de precificação via taxa de retorno. Isso ocorre porque a

metodologia permite conhecer a receita total gerada pela venda dos produtos, mas não os preços praticados no mercado (Fiani e Pinto Jr., 2002).

Como alternativa a esse modelo, foi desenvolvido o método de tarifação baseado no custo marginal, que busca repassar ao consumidor os custos incrementais necessários para seu atendimento. Esse mecanismo visa maximizar a eficiência econômica, diferenciando as tarifas conforme o perfil dos consumidores. No setor elétrico, por exemplo, a precificação pode variar de acordo com a categoria do usuário (residencial, industrial, comercial), a classe de tensão, a demanda por potência e características específicas do setor, como horários de pico, sazonalidade, localização geográfica e outros fatores (Piccinini, 1998).

As críticas direcionadas aos modelos tarifários tradicionais de regulação impulsionaram a adoção de inovações no desenho tarifário a partir da década de 1980. Paralelamente, os avanços tecnológicos e as reestruturações das indústrias de rede motivaram o poder público a implementar abordagens regulatórias mais eficazes no controle das rendas geradas nesses setores, ao mesmo tempo em que buscavam garantir a proteção dos pequenos consumidores (Dias e Rodrigues, 1997).

Nesse contexto de liberalização e reestruturação dos setores de infraestrutura, a regulação por preço-teto, também denominada *price cap*, emergiu como um dos mecanismos mais inovadores e relevantes de intervenção regulatória. Essa abordagem tem como principal objetivo incentivar a eficiência produtiva, estabelecendo um limite máximo para os preços médios ou para os valores praticados em cada produto da empresa regulada. Esse teto é ajustado periodicamente com base na evolução de um índice de preços ao consumidor, do qual se subtrai um fator de produtividade, conforme determinado para um período pré-definido.

A adoção desse mecanismo visa reduzir tanto os riscos quanto os custos da regulação, eliminando a necessidade de controles onerosos, como aqueles exigidos pela metodologia baseada na taxa interna de retorno. O *price cap* é frequentemente apontado como um modelo tarifário mais simples e transparente, permitindo maior flexibilidade gerencial às empresas operantes em mercados caracterizados por monopólios naturais. Além disso, essa abordagem incentiva ganhos de produtividade e favorece sua transferência para os consumidores (Littlechild, 1983).

Apesar de sua aparente simplicidade e transparência, a implementação desse método exige a definição de variáveis fundamentais, como o indexador de preços, o fator de produtividade, o grau de flexibilidade na variação dos preços relativos, o nível de repasse dos

custos aos consumidores e os mecanismos de incentivo aos investimentos e à qualidade dos serviços prestados. Nesse sentido, Possas, Fagundes e Ponde (1997) destacam algumas limitações desse modelo, especialmente no que se refere à complexidade de sua aplicação em mercados com múltiplos produtos, às dificuldades em mensurar melhorias efetivas na qualidade do serviço e à determinação inicial do preço-base a partir do qual serão realizados os reajustes periódicos conforme a fórmula estabelecida.

Em síntese, os mecanismos de regulação de preços possuem destacada relevância na literatura da regulação econômica, pois se referem a avaliação de custos e excedentes das atividades econômicas. Ao regulador, neste caso, é designada responsabilidade de fixar regras capazes de promover a sustentabilidade econômica do setor regulado, o retorno financeiro aos investidores e o estabelecimento de preços acessíveis para os consumidores.

Por outro lado, o modelo de regulação por incentivos, consagrado em Sappington (1994), constitui uma abordagem teórica relevante ao tratar da mediação entre os interesses públicos e privados em contextos regulatórios marcados pela assimetria de informação. Essa perspectiva parte do reconhecimento de que o regulador não detém pleno acesso às informações sobre os custos e condições operacionais das empresas reguladas, o que exige o desenho de mecanismos que induzam comportamentos eficientes por parte dessas organizações.

A estrutura da regulação por incentivos se fundamenta em três elementos centrais: a definição clara de metas e objetivos a serem alcançados; a concessão de margem de autonomia decisória às empresas reguladas; e a vinculação da atuação fiscalizatória do regulador aos resultados obtidos ou ao cumprimento de metas relativas à qualidade e à eficiência dos serviços prestados (Sappington, 1994). A grande inovação do modelo está no equilíbrio entre controle e liberdade empresarial: o regulador oferece opções que equilibram risco e retorno, encorajando as empresas a serem produtivas sem sacrificar a transparência e a prestação de contas.

Um exemplo de modelo regulatório que busca introduzir mecanismos de incentivo para as firmas monopolistas é o *yardstick competition*. Este modelo fundamenta-se na comparação de desempenho entre empresas similares, utilizando parâmetros externos para estabelecer padrões de eficiência e determinar tarifas, preços ou remunerações. A lógica subjacente à *yardstick competition* consiste em minimizar assimetrias informacionais entre reguladores e empresas reguladas, mitigando comportamentos oportunistas e estimulando a busca por maior eficiência produtiva.

No contexto desse mecanismo, a autoridade regulatória avalia empresas que operam sob condições similares, e estabelece padrões de desempenho com base nos custos e na produtividade observados. O desempenho de cada empresa, portanto, não é avaliado isoladamente, mas em relação a seus pares. As tarifas ou remunerações podem ser ajustadas de acordo com a eficiência relativa de cada agente, garantindo que aquelas que operam de forma mais produtiva sejam recompensadas.

Portanto, trata-se de um modelo estratégico de regulação com potencial de viabilizar reformas institucionais em indústrias de rede e induzir os agentes econômicos a seguir as diretrizes estabelecidas nas políticas públicas. No caso do tema de pesquisa, a eficiência, a sustentabilidade e a inclusão social são objetivos de interesse público do processo de liberalização do setor elétrico.

No entanto, a necessidade de garantir segurança do suprimento, adaptar a infraestrutura das redes, incorporar tecnologias digitais, desenvolver novos modelos de negócio centrados no consumidor etc. vai exigir uma expressiva reorganização institucional e um grande volume de investimentos por parte das firmas, o que sugere uma regulação com elevada capacidade de adaptação para aumentar a confiança dos investidores e dos consumidores no novo mercado.

4 HISTÓRICO DE REFORMAS E AGENDA DE ABERTURA DO SEB

No capítulo anterior foram apresentados os principais fundamentos teóricos que sustentam o modelo de organização econômico-institucional do setor elétrico e as políticas de reestruturação implementadas a partir do final do século XX. Conforme discutido anteriormente, as reformas de políticas públicas e marcos regulatórios possuem um elevado grau de *path dependence*, isto é, são influenciados diretamente pelas ações do passado. Este fator ajuda a explicar porque alguns países obtêm resultados qualitativamente diferentes apesar de basearem os seus processos de liberalização a partir dos mesmos postulados teóricos.

Dessa forma, o presente capítulo se propõe a discutir a evolução institucional do SEB e as reformas implementadas a partir da década de 1990, com o objetivo de identificar os principais aspectos de transição do modelo estatal para o regime de mercado. Além disso, serão apresentados os principais temas que compõem a agenda contemporânea da liberalização, em especial os elementos necessários para a abertura do mercado cativo e as iniciativas regulatórias para promoção da competição no segmento de comercialização de energia.

4.1. A FORMAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E A CONSOLIDAÇÃO DO MODELO ESTATAL

A indústria de energia elétrica surgiu no Brasil no final do século XIX, de forma simultânea ao início do uso comercial da eletricidade na Europa. De acordo com Januzzi (2007), a geração de energia era viabilizada por meio de usinas hídricas e térmicas de pequeno porte, cujos empreendimentos eram liderados por empresários nacionais e governos locais dos grandes municípios. A eletricidade era empregada, sobretudo, na iluminação pública, no fornecimento de energia para algumas indústrias e na introdução dos bondes elétricos nos principais centros urbanos. No início do século XX, com a entrada das primeiras concessionárias estrangeiras, a geração de energia elétrica passou por um processo de expansão, permitindo o aumento do consumo tanto no meio urbano quanto no setor industrial, especialmente em áreas situadas nas proximidades das centrais produtoras.

Neste sentido, a estrutura do setor elétrico manteve-se relativamente inalterada até o final da República Velha (1889-1930), caracterizando-se por uma baixa intervenção estatal. Durante este período, a atuação do Estado restringiu-se, de maneira geral, a medidas pontuais de regulamentação, concessão de exploração de recursos hídricos e autorização para a prestação de serviços. O desenvolvimento e a expansão do sistema ocorreram de forma descentralizada, sem um modelo de organização previamente definido. De forma similar, não havia uma atuação

sistemática do poder público voltada à proteção do interesse coletivo ou ao fomento das atividades do setor.

A partir da década de 1920 começaram a surgir alterações significativas no setor elétrico. Com os excedentes de renda gerados pela produção agrícola, a indústria nacional e os centros urbanos começaram a se expandir mais rapidamente. Com isso, a demanda por energia elétrica acelerou e muitos dos aspectos relevantes da indústria – como a fixação das tarifas, as condições de outorga das concessões e o controle dos lucros das empresas – passaram a ser objeto do debate público (Kessler, 2006).

Até então, não existiam critérios definidos para a fixação do preço da eletricidade e sua exploração comercial no Brasil. Os contratos de concessão eram baseados no padrão ouro e na paridade cambial, sem considerar os ganhos de produtividade advindos do progresso técnico e do aumento da demanda, o que permitia às empresas obter lucros elevados. Nos Estados Unidos e na Europa, regiões onde se consolidava a ideia de que o Estado deveria competir com a iniciativa privada para reduzir os custos dos serviços públicos, essas questões foram resolvidas por meio da regulamentação do setor, que incluía o controle rigoroso do capital investido, seu rendimento, condições de amortização, fiscalização das despesas e a aplicação do princípio da reversão quando o setor era explorado por empresas privadas (Silva, 2011).

Nesse contexto, a primeira iniciativa governamental voltada à regulamentação do setor foi a promulgação do Código de Águas, em 1934, durante a Era Vargas. Esse marco legal tinha como objetivo estruturar e estabelecer diretrizes para o setor elétrico nacional, consolidando a intervenção estatal na gestão dos recursos hídricos e da eletricidade. A nova legislação determinou que a exploração da energia hídrica, bem como os serviços complementares de transmissão e distribuição, passaria a estar sujeitos ao regime de concessões e autorizações da União (Landi, 2006).

Como consequência, houve uma significativa redução da autonomia dos entes locais na definição da expansão da capacidade instalada dentro de seus territórios. Além disso, o novo arcabouço regulatório permitiu ao poder público exercer maior controle sobre as concessionárias, com a finalidade de estabelecer tarifas justas, garantir a prestação de um serviço adequado e assegurar a estabilidade financeira do setor (Brito, 2009).

O acelerado processo de industrialização impulsionou o crescimento econômico e exigiu a interligação dos sistemas elétricos já existentes, com o objetivo de ampliar os ganhos de escala e garantir maior confiabilidade no fornecimento de energia. Neste contexto, o setor

elétrico passou a ser estruturado com foco no desenvolvimento e na expansão voltados para um modelo centralizado e verticalizado em toda sua cadeia produtiva. A percepção de que se tratava de um setor estratégico também justificou a ampliação da presença do Estado na construção de projetos e na prestação de serviços, alinhando-se ao modelo de desenvolvimento econômico conduzido pelo Estado (Leme, 2005).

Lorenzo (2002) assinala que as primeiras experiências de protagonismo estatal no setor elétrico ocorreram ainda na década de 1940, logo após o término da Segunda Guerra Mundial. Em 1945, o governo federal criou a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf) com o objetivo de aproveitar o potencial energético da cachoeira de Paulo Afonso. No mesmo período, o governo de Minas Gerais elaborou, de forma pioneira, um plano de eletrificação estadual em 1949, que resultou na criação das Centrais Elétricas de Minas Gerais (Cemig) em 1952. Já em 1957, foi instituída a empresa federal Central Elétrica de Furnas S.A., posteriormente denominada Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), com a finalidade de explorar o potencial hidrelétrico do Rio Grande, em Minas Gerais.

A criação das Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras), em 1962, marcou o início de uma nova fase de planejamento do setor, consolidando um grande player estatal responsável por formular políticas, desenvolver estudos e estruturar projetos na área de energia elétrica. Além disso, a Eletrobras assumiu a função de financiar os investimentos das companhias estaduais, anteriormente custeados pelo Fundo Federal de Eletricidade (FEE), gerenciado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE) com recursos provenientes do Imposto Único sobre Energia Elétrica (Jannuzzi, 2007). Dessa forma, a participação do Estado no setor elétrico cresceu rapidamente em um curto período. Enquanto em 1952 as empresas públicas representavam apenas 6,8% da capacidade instalada de geração no país, esse percentual alcançou 54,6% em 1965 (Silva, 2011).

Nos anos seguintes, a expansão do setor elétrico permaneceu sob liderança estatal. Para atender à crescente demanda por energia, impulsionada pelo chamado "milagre econômico" e pelo avanço da urbanização, o governo estruturou grandes projetos de infraestrutura. O segmento de geração teve uma expressiva ampliação do parque hidrelétrico, cujo ápice se deu com a construção da Usina Hidrelétrica de Itaipu (Leme, 2005).

Além disso, o primeiro choque do petróleo, ocorrido em 1973, levou o governo militar a adotar medidas para reduzir a dependência externa do país, investindo em setores estratégicos. No setor elétrico, essa estratégia incluiu a ampliação da geração hidrelétrica e o

desenvolvimento da energia nuclear, com a construção das usinas de Angra I e II. Paralelamente, a expansão do setor elétrico na década de 1960 também visava aumentar a integração técnica entre os sistemas estaduais, promovendo a interligação entre as principais regiões do país (Pires, 1999).

De acordo com Santana e Oliveira (1999), o setor elétrico brasileiro deste período era caracterizado por uma estrutura produtiva hierarquizada, em que a verticalização resultava do arcabouço institucional e da organização político-social vigente. Sob essa perspectiva, quanto mais integradas fossem as empresas do setor elétrico, maior seria sua eficiência no cumprimento do papel de agentes indutores do crescimento industrial do país.

Silva (2011) aponta que, neste modelo, a Eletrobras atuou como principal agente de coordenação e controle do setor elétrico nacional, concentrando funções de planejamento, operação e expansão da geração e transmissão de energia. A autoridade da empresa compensava a ausência de incentivos internos, favorecendo contratos informais marcados pela subordinação hierárquica. Geradores e distribuidores evitavam instâncias judiciais, recorrendo diretamente à Eletrobras para mediação de conflitos.

Este arranjo conferia à empresa um papel regulador informal, permitindo a redução de custos de transação e a indução à cooperação, essenciais para a eficiência do setor. No entanto, a concentração de múltiplas funções acabou gerando ineficiências, resultando em uma gestão pouco profissional, custos elevados, incapacidade de autofinanciamento e inadimplência nos contratos.

O modelo institucional estatal seguiria sustentando a expansão do SEB até a década de 1980, quando os efeitos dos choques macroeconômicos e o esgotamento do modelo de financiamento e de administração setorial levariam o setor a uma grave crise econômico-financeira.

Na década de 1970, para viabilizar os objetivos do II PND, a Eletrobras e outras estatais foram incentivadas a captar recursos externos para financiar seus investimentos. Neste período, o investimento das estatais alcança mais de 10% do investimento total do país, sendo um dos principais instrumentos da política de "investimentos anticíclicos" capitaneada pelo Estado. Esta estratégia do governo federal buscava impulsionar o crescimento interno por meio do endividamento externo, resultando, em última instância, no crescimento da dívida pública.

Entretanto, o segundo choque do petróleo e o aumento dos juros internacionais, no final da década de 1970, evidenciaram os limites deste modelo, agravando a crise financeira do setor público. Como resposta, foram adotadas medidas para administrar a crise interna e externa, submetendo as instâncias administrativas às diretrizes da política macroeconômica. No setor elétrico, houve a redução das transferências fiscais, o uso das tarifas como instrumento anti-inflacionário e a subordinação dos financiamentos externos à gestão da dívida externa. Essa abordagem comprometeu a autonomia do setor, conquistada especialmente entre 1970 e 1975, e expôs as limitações do sistema de transferências intrasetoriais (Kessler, 2006).

No caso, a partir de 1974, foi instituída a equalização tarifária em âmbito nacional, visando atenuar o impacto da energia elétrica no orçamento das populações mais pobres. Para viabilizar essa medida, criou-se a Reserva Global de Garantia (RGG), um mecanismo de transferência de recursos entre concessionárias superavitárias e deficitárias. No entanto, esse sistema gerou distorções, ao desestimular a eficiência administrativa, uma vez que penalizava empresas mais produtivas e eficientes, que eram obrigadas a transferir parte de seus recursos para concessionárias menos eficientes (Kessler, 2006).

Além disso, as tarifas sofreram uma significativa desvalorização real, pois o governo federal passou a utilizar a compensação tarifária como instrumento de contenção da inflação. Com o agravamento dessa deterioração tarifária, foi estabelecido o conceito de "Remuneração Média do Setor" como referência para a equalização tarifária. No entanto, essa nova metodologia fez com que a remuneração das concessionárias ficasse abaixo dos 10% a 12% originalmente previstos na legislação do início dos anos 1970, o que comprometeu os investimentos necessários para a expansão do setor (Landi, 2006).

Com o aumento das taxas de juros no mercado internacional, as dificuldades na obtenção de empréstimos externos e as pressões do governo federal para o equilíbrio financeiro das estatais levaram essas empresas a recorrer ao mercado financeiro doméstico para honrar compromissos com o serviço da dívida e concluir empreendimentos em andamento. Paralelamente, a redução das tarifas e a recessão econômica iniciada em 1981 agravaram a crise do setor elétrico.

Ademais, ao longo da década de 1980, o setor elétrico sofreu uma perda gradual de eficiência que caracterizou a intervenção estatal desde a década de 1940, influenciada por conflitos entre concessionárias estaduais e a Eletrobras, além de rígidos controles orçamentários do governo federal. A expansão do parque energético passou a ser impulsionada por interesses

de empreiteiras, empresas de engenharia e grandes consumidores, que influenciaram decisões setoriais, incluindo planos de expansão e estrutura tarifária. Como consequência, projetos sem viabilidade econômica foram implementados para atender a demandas específicas (Lorenzo, 2002).

Diante desse cenário, o setor elétrico entra na década de 1990 em uma situação crítica, com o Estado sem capacidade de investimento e as empresas endividadas e impossibilitadas de expandir suas operações. A reforma subsequente ocorreu em um novo contexto internacional, caracterizado pela priorização da privatização das estatais e pela desverticalização da cadeia produtiva, inseridas em uma agenda de austeridade fiscal e redução do papel do Estado na economia.

4.2. O PROCESSO DE LIBERALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NOS ANOS 1990

Com o início da década de 1990, o setor elétrico enfrenta o esgotamento do modelo institucional vigente desde meados do século, caracterizado pela centralização das operações pelo Estado (através de empresas públicas verticalizadas) e pela massiva expansão da oferta, com recursos oriundos da União e de financiamento externo. Porém, a combinação de crise fiscal, hiperinflação e crescente endividamento comprometeu a capacidade do Estado de continuar financiando a infraestrutura energética, o que levou a necessidade de buscar maneiras de reformar o setor.

Em linhas gerais, as reformas setoriais inspiraram-se no seguinte diagnóstico de crise do modelo institucional (Pires, 1999):

- i. Crise financeira da União e dos Estados, inviabilizando a expansão adequada e eficiente da oferta de eletricidade e a manutenção da confiabilidade das linhas de transmissão; o consumo de energia, embora em desaceleração, mantém um crescimento elevado e superior ao crescimento da produção, mostrando-se pouco sensível às flutuações na atividade econômica, especialmente nas classes residencial e comercial;
- ii. Má gestão das empresas de energia, provocada, em grande parte, pela ausência de incentivos de eficiência produtiva e de critérios técnicos para a gerência administrativa; e
- iii. Inadequação do regime regulatório, em razão de inexistência de órgão regulador, de conflitos de interesses sem arbitragem, de regime tarifário baseado no custo de serviço e de remuneração garantida. Esse aspecto foi ainda mais agravado pelo fato

de uma série de custos incorridos pelas empresas não ser validada pelo governo em razão da utilização das tarifas para controle inflacionário.

Neste cenário, a reestruturação do setor elétrico brasileiro revelou-se uma medida necessária, sobretudo no que se refere à condução de mudanças institucionais, à reavaliação da composição da matriz energética, à redefinição das políticas tarifárias e de financiamento, além da possível ampliação da atuação do capital privado. A forma como essas transformações foram conduzidas está intrinsecamente associada ao papel atribuído ao Estado brasileiro e às diretrizes de política econômica adotadas ao longo da década de 1990.

Nesse período, desencadeou-se um conjunto de reformas institucionais com características marcantes, como a privatização e a transferência de ativos estatais ao setor privado, a desregulamentação de segmentos econômicos, a flexibilização da legislação trabalhista e a abertura comercial (Leme, 2009). Tais processos, ainda que com repercussões específicas em cada contexto nacional, inserem-se na lógica mais ampla das transformações impulsionadas pela globalização.

As condições econômicas favoráveis e a real necessidade da estruturação de bases para o crescimento econômico do país levaram à formulação de um novo conjunto de regras para o setor elétrico. Este novo conjunto de regras deveria: assegurar a criação de um mercado competitivo e de baixo risco para estimular a redução de custos e tarifas; aprimorar a gestão do setor elétrico para melhor alocação de recursos na economia; assegurar recursos para expansão do sistema quando o Estado já não tinha condições de fazê-la; e atrair novos investidores para o setor (Landi, 2006).

Formalmente as reformas nos setores de infraestrutura do país começaram em 1990 com a implementação do Plano Nacional de Desestatização (PND) durante a presidência de Fernando Collor de Mello. O plano definia um cronograma de privatizações e o desenvolvimento do aparato regulatório necessários para organizar os monopólios estatais sob uma ótica de mercado. Porém, o programa teve um início lento, provocado principalmente pelo ambiente econômico instável e a propensão intervencionista do governo da época (Leme, 2005).

Neste contexto, a ênfase fiscal e a preocupação do governo federal de contribuir para a redução da dívida pública levaram, de um lado, à adoção do Programa Nacional de Desestatização (PND), que acabou por representar a principal estratégia de política econômica a ser dada ao Setor Produtivo Estatal (SPE), e de outro, à condução de um processo de recuperação gradual dos principais preços públicos, de maneira a minimizar aportes de recursos

por parte do Tesouro Nacional, bem como sinalizar aos investidores privados a real intenção de se avançar na orientação conhecida como "realismo tarifário", forte aliada de processos de privatização (Gomes e Vieira, 2009).

A primeira adequação regulatória do setor se deu através da Lei nº 8.631/1993, que extinguiu a equalização tarifária e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidoras visando estancar as dificuldades financeiras das empresas da época (Leme, 2009). Dessa forma, é possível evidenciar o início da realização dos arranjos contratuais de suprimento de energia, embora, ainda houvesse predominância das empresas verticalizadas.

Landi (2006) aponta, contudo, que dado o cenário de hiperinflação observado na economia, as concessionárias mantiveram a prática então vigente de reajustar os seus preços com base na inflação passada. Em outras palavras, de imediato, a simples decisão de desqualização das tarifas do setor não levou as concessionárias estaduais a adotarem novas práticas de correção de serviços, revelando, talvez, que as mesmas não estivessem sequer habilitadas para implementar essa mudança no ritmo adequado.

Com a implementação do Plano Real, em 1994, o movimento de recuperação tarifária e o fortalecimento do PND, com a previsão da abertura do setor ao capital privado, articularam-se perfeitamente a outros pilares das recomendações do Consenso de Washington, quais sejam: liberalização do mercado e austeridade fiscal.

Dentre o conjunto de medidas que sinalizam a decisão política de permitir a participação da iniciativa privada em novos setores, merece atenção especial a aprovação da Lei nº 8.897/1995, denominada Lei Geral de Concessões, que define o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos. Dentre os principais pontos estabelecidos pela legislação, destacam-se (Brasil, 1995):

- i. A obrigatoriedade de prévia licitação para outorga de concessão de serviço público, inclusive subconcessão (dispositivo previsto na Constituição de 1988, porém, regulamentado apenas nesta Lei);
- ii. A exigência de prazo determinado para a concessão renovável por licitação;
- iii. O oferecimento, pelas concessionárias de serviços públicos, em garantia a contratos de financiamento, dos direitos emergentes da concessão, até o limite que não comprometa a operacionalização e a continuidade da prestação do serviço;
- iv. Os critérios para julgamento das licitações de concessão, fixando-se a tarifa do serviço público a ser prestado, que passou a ser definida em contrato, e

selecionando-se o maior valor ofertado, para pagamento ao poder concedente, pela outorga da concessão;

- v. As tarifas poderão ser objeto de reajuste (associado à perda de valor da moeda e à ocorrência de fatos previsíveis não computados no equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato) e de revisão (pela ocorrência de eventos de determinação estatal imprevistos e imprevisíveis);
- vi. A possibilidade de receitas alternativas, complementares, acessórias ou de projetos associados, com vistas a fortalecer a modicidade das tarifas, estabelecidas no edital de licitação, pelo poder concedente, a favor da concorrência;
- vii. A possibilidade de escolha de foro e de um modo amigável de solução de conflitos de interesse relativos ao contrato de concessão e;
- viii. O princípio de fiscalização, pelo usuário, do serviço público executado.

Em paralelo, a Lei nº 9.074/1995 estabeleceu o modelo de privatização das empresas do setor elétrico e criou a figura jurídica do produtor independente de energia elétrica (PIE), estabelecendo ainda a possibilidade de os consumidores livres terem direito à contratação de energia, inicialmente de produtores independentes e, após cinco anos, de qualquer concessionária ou produtor de energia.

Além disso, a lei federal também estabeleceu que as concessões realizadas sem licitação após a Constituição de 1988 fossem canceladas, podendo, dessa forma, ser submetidas à nova licitação. As concessões sem licitação feitas antes de 1988 que não tinham obras ou serviços iniciados também foram revogadas. Como resultado, o governo federal pôde revogar imediatamente a concessão de 33 usinas hidrelétricas, além de todas as concessões outorgadas a Furnas para o aproveitamento do Rio Tocantins, abrindo espaço para novas licitações com a perspectiva de entrada de grupos privados (Silva, 2011).

Vale ressaltar, neste momento, que a perspectiva de entrada de capitais privados, sobretudo os estrangeiros os quais apresentavam maior interesse, e o sucesso desse novo modelo implicavam em uma remodelação institucional e estrutural. A fórmula, baseada na experiência internacional, seria dada, em sequência: com a definição de uma nova estrutura de mercado; seguida do estabelecimento de novos mecanismos de regulação; da criação de um órgão regulador; e, por fim, com a execução de uma reforma patrimonial sob o programa de privatizações.

Pinto Jr. (2007) argumenta, no entanto, que este método não foi possível de ser implementado no Brasil em função dos entraves políticos e legislativos que prejudicaram o desenvolvimento das reformas. No caso, a reforma patrimonial teve início antes da conclusão das novas regras de mercado, com a privatização de diversas distribuidoras de energia logo após a promulgação da nova legislação.

Em 1996, o governo implementou o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), coordenado pelo MME em parceria com a empresa de consultoria Coopers & Lybrand, com o objetivo de redefinir o quadro institucional e legal do setor. Dentre as principais metas do programa, destacam-se (Leme, 2009):

- i. Estimular a competição nos segmentos possíveis: esta meta estava associada a desverticalização do setor elétrico, dividindo-o nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização e fomentando a concorrência onde não houvesse monopólio natural, ou seja, na geração e em parte da comercialização de energia. Neste sentido, o programa propunha dar continuidade à privatização das empresas, fortalecer os consumidores livres, adotar controles regulatórios a fim de evitar práticas anticompetitivas, aumentar a oferta de energia, garantir o livre acesso a rede de transmissão e distribuição; e permitir a livre negociação dos contratos de compra e venda de energia elétrica;
- ii. Regular os segmentos caracterizados como monopólio natural: através da regulação dos segmentos de transmissão e distribuição pretendia-se alcançar a modicidade tarifária. No segmento de distribuição, a venda de energia para os consumidores de pequeno e médio porte (consumidores cativos) era obrigada a ocorrer através da empresa distribuidora de energia local;
- iii. Limitar o papel do governo a formulação de políticas energéticas e regulação e fiscalização das atividades: através da criação de uma agência reguladora independente, imparcial e técnica, capaz de endereçar de forma eficaz os aspectos de concorrência associados a participação privada no setor, assegurar o suprimento adequado de energia a preços razoáveis; da criação de um operador independente do sistema, responsável pela operacionalização do sistema de geração e controle da rede de transmissão; e a criação de um órgão responsável pela formulação de políticas de planejamento da expansão da geração e transmissão de energia.

Neste sentido, o novo modelo institucional foi aprimorado com a criação de instituições voltadas a efetivar a reestruturação do setor elétrico. A Lei nº 9.427/1996 criou a Agência

Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável por regular e fiscalizar os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia; promover as licitações de contratação das concessionárias; e fixar as tarifas de serviço do sistema (Brasil, 1996).

A legislação ainda designou à agência atributos relevantes, que convergiam com as diretrizes do projeto RE-SEB, a saber: autonomia decisória e financeira; investidura dos gestores via mandato; delegação de competência normativa para regulamentar questões técnicas atinentes ao setor; e d) motivação técnica e não política de suas decisões, conferindo à atuação da agência neutralidade na solução dos conflitos e na adoção de medidas.

No ano seguinte, em 1997, foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – entidade independente e sem fins lucrativos – responsável pela coordenação da geração e da transmissão de energia entre os agentes setoriais, operação antes desempenhada pela Eletrobras, de forma a executar a operação econômica mais eficiente do sistema. Com isso, o ONS passa a controlar de forma centralizada as instalações da rede de transmissão de todas as linhas e subestações de tensão igual ou superior a 230 kV, garantindo o livre acesso de todos os agentes às atividades de transmissão.

No âmbito do planejamento, foi criado o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o Comitê Coordenador do Planejamento de Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE). Ilha (2010) sublinha, no entanto, que estes órgãos desempenhavam papéis secundários em um primeiro momento, uma vez que o planejamento era um aspecto secundário do processo reformista e a ideia era de que caberia ao mercado o papel de planificação mais relevante, devendo os esforços se concentrar na construção desse mercado. Essa avaliação se mostraria equivocada, culminando diretamente na crise de abastecimento dos anos seguintes.

Por fim, quanto ao modelo mercantil, foi criado um ambiente livre e competitivo para a contratação de energia e formação de preços em 1998. A Lei nº 9.648 de 1998 instituiu o Mercado Atacadista de Energia (MAE) com a tarefa de intermediar todas as transações de compra e venda de energia de cada um dos sistemas elétricos interligado. Assim, a cada período definido, o MAE estabeleceria um preço normativo, com base no custo marginal da geração de energia a ser utilizado como referência em dois tipos de transações: aquisição de blocos de energia no curto prazo, no chamado mercado spot; e contratos bilaterais de longo prazo, entre compradores e vendedores de energia (Pires, 1999).

A reestruturação do setor elétrico pretendia introduzir a competição na geração e na comercialização de energia, mas era necessário considerar as características peculiares do

parque gerador brasileiro e também garantir que as mudanças ocorressem de forma gradativa, evitando traumas para as empresas e para os consumidores, e principalmente, não prejudicando a operação do sistema interligado nacional.

Os Contratos Iniciais foram um desses instrumentos utilizados para garantir um período de transição com mais segurança. A principal característica dos Contratos Iniciais era que os preços e quantidades de energia contratados seriam baseados no mesmo nível dos contratos vigentes entre as empresas na época da reestruturação do setor. Esses contratos tiveram a duração de oito anos, que coincidiria com o período de transição entre o modelo monopolista e o concorrencial, como se imaginava na época. Durante esse período, os preços se mantiveram constantes e as quantidades passaram a ser diminuídas em 25% a cada ano a partir do quinto ano. Com isso, os incrementos de mercado, já nos anos iniciais, e as reduções dos volumes, a partir do quinto ano, foram contratados já no novo regime definido nas regras de comercialização e contratação de energia no âmbito do MAE (Ilha, 2010).

Todavia, as mudanças implementadas no processo de reestruturação do SEB não foram suficientes para superar as adversidades associadas ao desequilíbrio de oferta e demanda de energia que resultaram na crise do apagão de 2001. Landi (2006) destaca que, partindo de um diagnóstico setorial sobre quais fatores físicos e regulatórios teriam levado à crise, a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica concluiu que a maioria das causas relacionadas ao apagão esteve muito mais relacionada às mudanças estruturais implementadas no processo de reestruturação do SEB do que por desequilíbrios conjunturais decorrentes da estiagem vivenciada ao final de 2000 e início de 2001.

Sintetizado em onze anexos, o chamado relatório Kelman – em homenagem ao seu coordenador Jerson Kelman – identificou cinco grandes problemas que contribuíram de forma decisiva para crise de desabastecimento e que deveriam ser endereçados pelas autoridades setoriais: ineficiência na ação governamental (do ponto de vista de coordenação e planejamento); insuficiência de ação preventiva para evitar racionamento de grande profundidade; falta de reserva de segurança para atendimento da demanda em situação de crise; insuficiência dos programas de conservação de energia; insuficiência nos sinais econômicos para viabilização de investimentos; e ineficácia na correção de falhas de mercado (Silva, 2011).

Moro (2022) aponta que, de maneira geral, a privatização do setor levou as novas concessionárias a priorizarem a amortização de suas dívidas antes de realizar novos investimentos. Paralelamente, o modelo matemático utilizado pelo ONS, baseado em séries

históricas para minimizar custos no médio prazo, levou ao uso excessivo das hidrelétricas durante a seca. Como consequência, os reservatórios da bacia do Sudeste se esvaziaram, tornando necessário o racionamento para evitar o colapso do sistema. A crise evidenciou a falta de planejamento adequado e a necessidade de mecanismos de governança mais qualificados para gerir o sistema elétrico, incluindo um acionamento mais estratégico das térmicas e exigências mais rigorosas de investimento em geração.

4.3. O MARCO REGULATÓRIO DE 2004 E AS PERSPECTIVAS DE UMA NOVA REFORMA

Após as transformações promovidas pelo processo de reestruturação setorial da década de 1990 e os impactos econômicos e sociais decorrentes do racionamento de energia, o início da década de 2000 foi marcado pela implementação de um novo marco regulatório para o SEB. Com a investidura do governo Lula, a nova equipe técnica do MME classificou o modelo até então vigente como insustentável, sendo a crise do apagão um indicativo de que a iniciativa privada não era capaz, do ponto de vista do planejamento, de conduzir a expansão do sistema.

Com essa preocupação, logo após a posse do presidente Lula, foi instituído um grupo de trabalho com a finalidade de auxiliar na formulação e implementação da reforma institucional do setor elétrico. A partir das contribuições desse grupo, elaborou-se a Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico, cuja versão inicial foi publicada em julho de 2003. Após sua divulgação, diversas reuniões e seminários foram promovidos com representantes de diferentes esferas governamentais, empresas, consumidores e sindicatos, com o intuito de apresentar, debater e coletar sugestões para o aprimoramento da proposta formulada pelo MME. Esse processo culminou na publicação do documento intitulado Modelo Institucional do Setor Elétrico.

A versão inicial da proposta de reforma estabeleceu os principais objetivos e pressupostos que deveriam orientar a revisão do modelo institucional do SEB. Entre os objetivos centrais, destacavam-se: a modicidade tarifária para os consumidores; a continuidade e qualidade na prestação dos serviços; a definição de uma remuneração justa para os investidores, de modo a estimular a expansão do setor; e a universalização do acesso e do uso da energia elétrica (Kessler, 2006).

Completando os objetivos centrais do modelo, a proposta reforçava a importância do respeito aos contratos vigentes, da minimização dos custos de transação e da implantação gradual do novo modelo, evitando pressões tarifárias adicionais e favorecendo a retomada dos

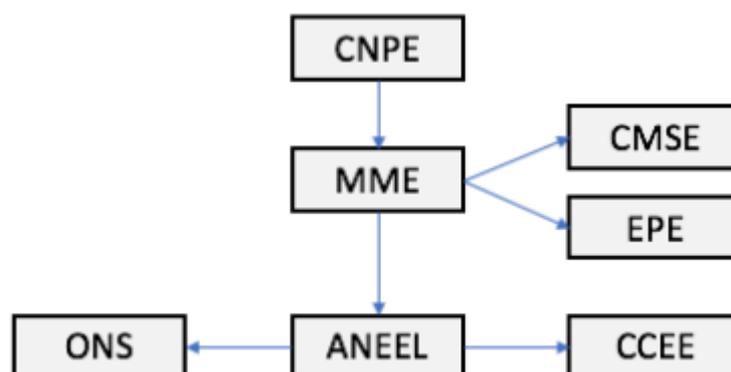
investimentos. Destacam-se, ainda, a necessidade de planejamento integrado da expansão da oferta, o monitoramento contínuo do suprimento futuro para ações preventivas, a operação coordenada do setor e a previsão de licenças ambientais para viabilizar novos empreendimentos (Ilha, 2010).

Dessa forma, a Lei nº 10.848, promulgada em 2004, instituiu um novo modelo de governança para o setor elétrico, com o propósito de alcançar os objetivos estabelecidos para o aprimoramento do sistema. Conforme Santos (2005), esse novo marco regulatório incorporou diretrizes que reestruturaram as instituições responsáveis pela gestão do setor, bem como os modelos de comercialização, expansão, operação, regulação e fiscalização.

Em termos institucionais, a nova legislação definiu a criação de entidades essenciais para a governança do setor. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi estabelecida com a responsabilidade de planejar a expansão da geração e transmissão de energia no curto, médio e longo prazo. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) passou a atuar na avaliação contínua da segurança do abastecimento energético em todo o território nacional. Além disso, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi criada para substituir o MAE, assumindo a função de viabilizar as transações comerciais de energia elétrica, garantindo a conformidade com as normas vigentes em cada segmento do setor (Brasil, 2004).

Em conjunto com as instituições criadas anteriormente (ANEEL, CNPE e ONS) e a pasta ministerial, a estrutura organizacional do SEB passou a contar com sete entidades responsáveis pela coordenação de políticas públicas sob o novo marco regulatório, conforme apresentado na Figura 1 a seguir:

Figura 1: Organograma da estrutura organizacional do SEB.



Fonte: Elaboração própria.

A Lei nº 10.848/2004 também estabeleceu mecanismos específicos para assegurar a expansão da oferta de energia elétrica no país. Segundo Silva (2011), dentre as principais diretrizes adotadas, destacam-se a exigência de que toda a demanda dos agentes do setor esteja integralmente contratada, a obrigatoriedade de que cada contrato firmado seja respaldado por uma capacidade firme de geração e a determinação de que as distribuidoras realizem suas contratações exclusivamente por meio de leilões. Além disso, a legislação estipulou que todos os contratos de energia elétrica devem ser devidamente registrados para fins de contabilização na CCEE, garantindo maior transparência e segurança no mercado.

Outra significativa mudança promovida pelo novo marco regulatório foi a reformulação do modelo de comercialização de energia elétrica. Entre os diversos instrumentos normativos empregados para essa finalidade, destaca-se o Decreto nº 5.163, de 2004, que instituiu a coexistência de dois ambientes distintos para a contratação de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Além disso, o decreto definiu diretrizes para a outorga de concessões e estabeleceu regras para os leilões de energia elétrica.

No ACR, a aquisição de energia ocorre por meio de um mecanismo coletivo, no qual as distribuidoras consolidam suas demandas e realizam a contratação de energia em conjunto. Os leilões de energia, que apresentam prazos variados, conforme apresentado no Quadro 1, seguem o princípio da contratação pelo menor preço ofertado.

Quadro 1: Leilões de contratação de energia elétrica no ACR.

Modalidade de Leilão	Início do Suprimento	Duração do Contrato
Fontes Alternativas	1 a 4 anos	10 a 30 anos
Energia Nova A-6	6 anos	15 a 35 anos
Energia Nova A-5	5 anos	15 a 35 anos
Energia Nova A-4	4 anos	15 a 35 anos
Energia Nova A-3	3 anos	15 a 35 anos
Energia Existente A-5	5 anos	1 a 15 anos
Energia Existente A-4	4 anos	1 a 15 anos
Energia Existente A-3	3 anos	1 a 15 anos
Energia Existente A-2	2 anos	1 a 15 anos
Energia Existente A-1	1 ano	1 a 15 anos
Energia Existente A	No mesmo ano	1 a 15 anos

Energia Existente de Ajuste	Até 4 meses	Até 2 anos
-----------------------------	-------------	------------

Fonte: Adaptado de Brasil (2017) e CNA (2019).

Nesse processo, os geradores, incluindo os produtores independentes, apresentam suas ofertas de fornecimento, enquanto as autoridades responsáveis vão reduzindo progressivamente o valor máximo admissível para a aquisição da energia. O ponto de equilíbrio entre oferta e demanda determina a formalização dos contratos, que são registrados e operacionalizados por meio da CCEE.

Além das modalidades tradicionais, foram instituídos leilões complementares que desempenham papel fundamental na segurança do suprimento e na eficiência operacional do SEB. Os leilões estruturantes são realizados para viabilizar grandes empreendimentos de geração, geralmente vinculados a políticas públicas estratégicas. Envolvem projetos de elevado porte e complexidade técnica (como, por exemplo, as usinas hidrelétricas de Jirau, Santo Antônio e Belo Monte), exigindo regras específicas e prazos longos de implantação. Já os leilões de energia de reserva têm como objetivo contratar energia adicional àquela prevista para atendimento da carga, atuando como um mecanismo de reforço à confiabilidade do sistema, especialmente em contextos de escassez hídrica ou risco de déficit de geração.

Os leilões para sistemas isolados destinam-se a regiões não conectadas ao SIN (predominantemente na Amazônia Legal) e visam contratar soluções locais para garantir o suprimento contínuo de energia, promovendo a universalização do acesso e incentivando alternativas mais limpas e eficientes em substituição aos combustíveis fósseis. Por fim, os leilões de capacidade buscam assegurar a disponibilidade de potência no sistema elétrico, independentemente da geração efetiva de energia. São voltados à contratação de usinas capazes de garantir oferta em momentos de maior demanda, como nos horários de pico, conferindo maior flexibilidade, confiabilidade e estabilidade ao sistema.

Já o ACL consiste em um mercado de contratos bilaterais, nos quais as negociações ocorrem de forma descentralizada, com base em princípios de livre concorrência. Nesse contexto, preços, prazos e volumes de energia são estabelecidos diretamente entre as partes envolvidas, sem a necessidade de intermediação governamental. Os consumidores livres possuem autonomia para firmar contratos personalizados, adequando as condições de fornecimento às suas necessidades específicas, conforme o perfil de sua demanda e o nível de sua atividade (Landi, 2006).

Esse modelo possibilita maior flexibilidade na escolha dos arranjos contratuais, permitindo que cada consumidor selecione a opção mais vantajosa para sua realidade operacional. Além disso, com a implementação do novo marco regulatório, a figura do comercializador de energia foi mantida, porém sua atuação ficou restrita ao ACL, onde desempenha um papel fundamental na intermediação das negociações e na diversificação das opções de contratação no setor elétrico.

A Figura 2 abaixo busca representar a estrutura de mercado no segmento competitivo de geração, evidenciando a dinâmica de coexistência entre os dois ambientes de contratação mencionados anteriormente.

Figura 2: Dinâmica competitiva do segmento de geração perante os ambientes de contratação.



Fonte: Adaptado de Landi (2006).

No âmbito do mercado de comercialização de energia, o mercado de curto prazo no setor elétrico brasileiro tem a função de ajustar as diferenças entre os montantes de energia contratados antecipadamente e aqueles efetivamente gerados ou consumidos. Como a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de contratos de longo prazo, pode haver desvios entre a previsão de consumo e a realidade. Para corrigir essas variações, a CCEE realiza a liquidação dessas diferenças com base no Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), um valor que reflete o custo marginal de operação do sistema.

Primeiramente, a CCEE contabiliza a energia gerada e consumida por meio de um sistema de medição padronizado, garantindo que todas as transações sejam verificadas e registradas corretamente. Esses dados são processados pelo Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), que calcula os saldos financeiros dos agentes de mercado, determinando quem deve pagar ou receber pela diferença entre o contratado e o realizado.

O valor do PLD é definido a partir de modelos computacionais utilizados pelo ONS, responsável pelo planejamento da operação do sistema elétrico. Como a matriz elétrica brasileira é majoritariamente hídrica, a gestão eficiente dos reservatórios é essencial para garantir o fornecimento de energia de forma sustentável. Os modelos matemáticos consideram fatores como os níveis dos reservatórios, previsões de chuvas, demanda de energia e custos operacionais para determinar qual deve ser a melhor combinação de geração hidrelétrica e térmica. Trata-se de um mecanismo fundamental, pois, embora a geração hidrelétrica seja mais barata, o uso excessivo da água pode comprometer a segurança energética no futuro, exigindo maior acionamento de usinas térmicas – que possuem custos operacionais elevados (Chagas, 2008).

Outro mecanismo importante é o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que permite equilibrar a geração entre as usinas hidrelétricas em diferentes regiões do país. Como o Brasil possui grande diversidade climática, as chuvas não ocorrem de maneira uniforme em todas as áreas, o que pode levar a variações significativas na capacidade de geração hidrelétrica entre os estados. O MRE funciona redistribuindo a energia gerada de forma que, se uma usina produzir mais do que sua energia assegurada devido a um período chuvoso favorável, esse excedente pode compensar a menor geração de outra usina que enfrenta um período de seca (Tolmasquim, 2015).

Por fim, após a contabilização das diferenças e a definição do PLD, a CCEE realiza a liquidação financeira entre os agentes do setor, garantindo que aqueles que geraram ou consumiram mais ou menos do que o volume contratado sejam devidamente compensados. Dessa forma, o mercado de curto prazo funciona como um mecanismo de ajuste dinâmico que mantém o equilíbrio do setor elétrico, buscando promover eficiência, previsibilidade e segurança para todos os agentes econômicos.

Em síntese, o novo marco regulatório cumpriu um papel importante de aprimoramento setorial ao estabelecer regras mais claras e previsíveis capazes de garantir a expansão da capacidade de geração. Por um lado, os contratos de longo prazo deram mais segurança para

investidores e geradores, reduzindo riscos e incentivando novos empreendimentos. Estes contratos viabilizaram a estruturação de financiamentos de grande porte por meio do mecanismo de *project finance*, permitindo que as empresas alavancassem recursos com base na previsibilidade das receitas futuras, o que foi fundamental para a viabilidade econômica de diversos projetos. Por outro lado, os leilões de energia passaram a organizar a contratação entre geradores e distribuidores de forma competitiva e transparente, garantindo preços mais justos e oferta suficiente.

Além disso, a mudança no modelo de comercialização separou os ambientes de contratação regulado e livre, ampliando as possibilidades de negociação no mercado. Por fim, o Estado retomou um papel central na coordenação e no planejamento do setor, assegurando que o crescimento da oferta de energia acompanhasse a demanda e fortalecendo a segurança energética do país.

Com o passar dos anos, o setor elétrico global passou a se defrontar com crescentes pressões por transformações em suas estruturas regulatórias, comerciais e operacionais. Essas pressões decorrem de mudanças tecnológicas aceleradas, de demandas socioambientais cada vez mais relevantes e de limitações impostas pelos modelos de negócio tradicionais, que já não respondem de forma adequada à nova dinâmica da indústria elétrica. Nesse contexto de transição e adaptação, o Brasil também tem buscado reformular seu arcabouço normativo.

Um exemplo significativo dessa movimentação foi a Consulta Pública nº 33/2017, lançada pelo MME em julho daquele ano, com o intuito de modernizar o marco regulatório do setor elétrico nacional. A proposta visava tanto à incorporação de novas tecnologias e práticas de mercado quanto à correção de distorções acumuladas ao longo do tempo — fenômenos compreensíveis diante do avanço de tendências como a descentralização da geração, a digitalização das redes e o fortalecimento do protagonismo dos consumidores.

Alguns dos fatores externos mencionados acima já vêm impactando de forma significativa o atual modelo regulatório e comercial do setor elétrico, evidenciando suas limitações. No mercado atacadista, os mecanismos centralizados de mitigação de riscos demonstram sinais de esgotamento, sobretudo diante da crescente relevância de estratégias complementares à operação integrada do parque hidrelétrico, fundamentais para assegurar a confiabilidade e a viabilidade econômica do sistema. No âmbito do varejo, restrições regulatórias que dificultam a apropriação individual de valor decorrente do uso de tecnologias

e da gestão ativa do consumo constituem entraves à difusão de soluções inovadoras, cujos benefícios poderiam se estender ao conjunto do sistema elétrico.

Além dos aspectos tecnológicos e regulatórios, observa-se a crescente valorização social da autonomia nas decisões individuais, o que também repercute no setor elétrico. Esse fenômeno tem impulsionado demandas por maior protagonismo dos consumidores na gestão de seu consumo energético. Tal participação ativa manifesta-se em diversas frentes, como a adoção de sistemas de geração distribuída no âmbito das unidades consumidoras, a resposta a sinais de preços por meio da modulação do consumo e a contratação de serviços personalizados, incluindo a comercialização de energia, que atendam às características e preferências específicas de cada perfil de consumidor.

Assim, a agenda de aprimoramentos regulatórios para o SEB apresenta um ponto consensual: a necessidade de abertura de mercado aos consumidores cativos. A abertura do mercado livre de energia elétrica no Brasil teve início com a promulgação da Lei nº 9.074/1995, que representou um marco na reestruturação do setor. Essa legislação introduziu o Produtor Independente de Energia (PIE), autorizando a geração de energia para fins comerciais, com garantia de acesso às redes de distribuição e transmissão (Brasil, 1995).

A partir disso, passou a ser possível a contratação direta de energia por grandes consumidores, inicialmente aqueles com demanda mínima de 10 MW e atendidos em alta tensão. Para novos consumidores com carga superior a 3 MW, a lei já previa liberdade imediata de escolha do fornecedor, estabelecendo, assim, duas categorias distintas de consumidores livres, com base na data de sua conexão à rede (ABRACEEL, 2020).

Essa diferenciação foi mantida até o ano 2000, quando o limite mínimo de carga para acesso ao mercado livre foi unificado em 3 MW. Em 2004, foi criada a categoria do consumidor especial, que abrangia unidades com demanda contratada entre 500 kW e 3 MW, e permitia a contratação livre no mercado desde que a energia fosse proveniente de fontes incentivadas (Brasil, 2004). A criação desta categoria representou um passo adicional no processo de liberalização do mercado, ao permitir que consumidores de médio porte também pudessem exercer maior autonomia na contratação de energia, estimulando a diversificação da matriz energética e o desenvolvimento de fontes renováveis.

A partir do reconhecimento da necessidade de modernização setorial e do aprofundamento dos mecanismos de mercado no âmbito da CP 33/2017, o MME foi promovendo uma redução gradual do limite mínimo de ingresso no mercado livre de energia.

A evolução do processo, que teve início com a Portaria 514/2018, culminou com a abertura integral do mercado para o grupo de alta tensão em 2024, conforme apresentado no Quadro 2 abaixo:

Quadro 2: Evolução dos limites mínimos para ingresso no mercado livre de energia: 2018-2024.

Ano	Faixa mínima de consumo de energia
Até 2018	3 MW ou entre 0,5 e 3 MW (desde que a energia fosse oriunda de fonte incentivada)
2019	2,5 MW
2020	2 MW
2021	1,5 MW
2022	1 MW
2023	500 kW
2024	Todos os consumidores de alta tensão

Fonte: Elaboração própria.

A abertura do mercado para os consumidores de baixa tensão, no entanto, ainda não teve início, muito por conta da inexistência da preparação e adaptação dos instrumentos e elementos de coesão que garantam a sustentabilidade dessa abertura. Mais recentemente, com a instauração das CPs n° 131/2022 e n° 137/2022 do MME, bem como a publicação da Nota Técnica n° 10/2022 da ANEEL, foram apresentadas as considerações dos estudos e das questões pertinentes à abertura de mercado extensiva a todos consumidores (incluindo os cativos), com a consolidação das diversas contribuições relativas a aprimoramentos de medidas regulatórias necessárias.

Dentre os pontos de atenção e problemas apresentados nestas consultas públicas e que necessitam de encaminhamento prévio à completa abertura, se destacam (Rocha *et al.*, 2024):

- i. A questão da sobrecontratação das distribuidoras e contratos legados;
- ii. Modernização da estrutura tarifária e do modelo de remuneração e faturamento das atividades, a fim de que se assegure a sustentabilidade do fio (distribuição) e da energia (comercialização varejista);
- iii. Desverticalização com separação dos negócios de distribuição, em gestão do fio e comercialização de energia;

- iv. Precificação potencialmente mais instável (volátil) com a possibilidade de aumento das tarifas para os consumidores;
- v. Vulnerabilidade dos pequenos consumidores, devido ao baixo grau de amadurecimento e dificuldades no entendimento e na gestão dos contratos de suprimento no varejo;
- vi. Custo elevado de adequação do sistema de medição de faturamento;
- vii. Problemas de inadimplência e a possibilidade de falência de comercializadores;
- viii. Risco de judicialização e arrependimentos devido às más escolhas e à assimetria de informação;
- ix. Risco sistêmico com o aumento de comercializadores e a possibilidade de efeitos contágio;
- x. Maior complexidade para regulação e fiscalização;
- xi. Garantia de remuneração adequada ao risco a ser assumido pelo supridor de última instância; e
- xii. Tratamento adequado aos REDs, incluindo a micro e minigeração distribuída.

É importante destacar que, do ponto de vista da evolução institucional, o SEB enfrenta assimetrias entre os consumidores do ACR e do ACL, decorrentes, principalmente, de contratos legados e da incorporação de subsídios ao longo do tempo. Esses contratos de longo prazo, firmados pelas distribuidoras após a reforma de 2004, visavam garantir a expansão da oferta após a crise de 2001, mas resultaram em tarifas mais elevadas no ACR, que passou a absorver a maior parte dos custos com confiabilidade do sistema, como os das usinas térmicas.

Rocha *et al.* (2024) apontam que esse cenário criou um incentivo econômico à migração para o ACL, cada vez mais explorado com a redução dos limites para migração entre os ambientes, caracterizando um subsídio cruzado entre consumidores. Neste sentido, a abertura do mercado vinculada à redução dos contratos legados surge como uma alternativa promissora para assegurar a viabilidade e estabilidade do processo de liberalização do setor elétrico.

Dado que os consumidores cativos somavam, em 2022, aproximadamente 90 milhões de unidades e foram responsáveis por cerca de 60% do consumo total de energia elétrica, de acordo com dados da EPE (2023), é possível inferir que a liberalização do setor elétrico brasileiro apresenta um elevado potencial para promover ganhos expressivos de eficiência e bem-estar à sociedade.

A experiência internacional indica que a abertura do mercado varejista à concorrência amplia as possibilidades de escolha por parte dos consumidores, permitindo que optem por fornecedores com base em critérios como preço, qualidade do serviço e adequação às suas necessidades específicas. Esse novo arranjo competitivo tende a promover a redução das tarifas, ao mesmo tempo em que estimula a diversificação da oferta de produtos e serviços, incluindo instrumentos de gestão de risco e demanda. Para tanto, é essencial que o marco regulatório assegure a efetiva concorrência entre os agentes de geração e comercialização e conte com um sistema de governança fortalecido, capaz de responder às novas exigências do setor.

5 A EXPERIÊNCIA DE LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO ELÉTRICO NA ESPANHA

O processo de liberalização do setor elétrico espanhol insere-se no contexto mais amplo de consolidação das normativas da União Europeia e da criação de um mercado elétrico regional único. A justificativa para essa transformação baseou-se tanto em experiências bem-sucedidas de liberalização em outros setores quanto na crença de que a participação de múltiplos agentes em um ambiente concorrencial resulta em uma alocação mais eficiente dos recursos. Dessa forma, a liberalização foi concebida como um requisito fundamental para a integração dos mercados nacionais de eletricidade, sendo essa integração, por sua vez, vista como a etapa final do processo, pois ampliaria a concorrência ao reunir, sob um mesmo mercado, os agentes atuantes em diferentes países.

Neste contexto, foi aprovada, em 1996, a Diretiva 96/92/CE, conhecida como o "Primeiro Pacote do Mercado Interno", que estabeleceu normas comuns para o mercado europeu de eletricidade. Essa diretiva introduziu diretrizes voltadas à liberalização e à concorrência no setor elétrico europeu, determinando que os Estados-membros adequassem suas legislações nacionais até fevereiro de 1999. De maneira geral, a normativa instituiu um modelo de mercado aberto e competitivo, tendo como referência o mercado único europeu. Entre os principais aspectos do novo marco regulatório, destacam-se (Comissão Europeia, 1996):

- i. Abertura do setor de geração, permitindo a livre instalação de novas usinas;
- ii. Garantia de acesso de terceiros às redes de transmissão e distribuição;
- iii. Independência da gestão do sistema elétrico e da rede de transporte;
- iv. Separação contábil das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- v. Ampliação gradual da liberdade de escolha dos consumidores quanto ao seu fornecedor de energia;
- vi. Liberdade de importação e exportação de eletricidade dentro da União Europeia.

No caso da Espanha, a liberalização do setor elétrico foi promovida com a promulgação da Lei 54/1997, conhecida como Lei do Setor Elétrico (LSE). Além da criação de um novo marco regulatório, o processo incluiu a privatização das empresas elétricas, que até então permaneciam sob controle estatal. De forma geral, a reforma significou o desmonte dos monopólios verticalmente integrados, introduzindo concorrência nos segmentos de geração e

comercialização, enquanto as atividades de transmissão e distribuição, por sua natureza de monopólio natural, permaneceram sob regulação estatal.

5.1. DESVERTICALIZAÇÃO DOS SEGMENTOS

A Lei do Setor Elétrico (LSE) de 1997 teve como principal objetivo promover a liberalização do setor elétrico espanhol. No preâmbulo da lei, são estabelecidos seus principais objetivos: garantir o fornecimento de eletricidade; assegurar a qualidade do serviço; reduzir ao máximo os custos para os consumidores; e proteger o meio ambiente (Espanha, 1997).

A nova legislação trouxe transformações significativas, substituindo o conceito de serviço público, que antes caracterizava a exploração do sistema elétrico nacional, pelo conceito de serviço essencial e universal, caracterizado pela garantia explícita do fornecimento de energia a todos os consumidores. Assim, a gestão unificada do setor deixou de ser uma função exercida por uma empresa estatal e passou a ser desempenhada por duas entidades privadas, responsáveis, respectivamente, pela gestão econômica e técnica do sistema (Gómez, 2008).

Com relação a primeira atribuição, o Operador do Mercado foi a entidade criada pela Lei responsável pela gestão econômica do mercado de geração de energia elétrica, atuando com base nos princípios de transparência, objetividade e independência (Milla, 1999). Inicialmente constituído pelo Operador do Mercado de Eletricidade (OMEL), este foi substituído, em 2007, pelo Operador do Mercado Ibérico – Polo Espanhol (OMIE) e pelo Operador do Mercado Ibérico – Polo Português (OMIP), no âmbito da criação do mercado regional de eletricidade da Península Ibérica – o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)¹.

A gestão técnica do sistema, por sua vez, ficou a cargo do Operador do Sistema, cuja função principal é assegurar a continuidade e a segurança do fornecimento de eletricidade, além de coordenar a produção e a transmissão de energia. Suas atividades são desempenhadas em colaboração com os agentes e operadores do MIBEL, também seguindo os princípios de transparência, objetividade e independência (Ciarreta, Espinosa e Zurimendi, 2016). Conforme estabelecido pela LSE, e ratificado nas reformas posteriores, coube à Red Eléctrica de España S.A. (REE S.A.) a responsabilidade pelo desempenho das funções do Operador do Sistema e pela gestão da rede de transmissão.

Paralelamente a este processo, houve a privatização da principal empresa monopolista do setor elétrico espanhol: a Endesa. A companhia, que alcançou a posição líder no setor como

¹ Tema a ser aprofundado no próximo subcapítulo.

resultado de um processo de expansão iniciado nas décadas anteriores (por meio da incorporação de diversas companhias regionais e expansão da sua capacidade instalada), passou por um processo gradual de desestatização, que culminou com a venda das últimas participações acionárias do Estado em 1998. A partir deste momento, a indústria elétrica espanhola passou a se concentrar em quatro grandes grupos empresariais: Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocarbónico (García-Álvarez e Moreno, 2015).

Na esfera regulatória, a entrada em vigor da LSE representou uma mudança relevante no ordenamento jurídico setorial ao instituir um novo modelo de intervenção pública baseado na regulação promovida por uma agência independente. Dessa forma, a legislação reservou ao órgão regulador atributos jurídicos relevantes, tais como: independência na relação tanto com os agentes privados que atuam no setor quanto com os representantes do governo; personalidade jurídica e patrimônio próprio; autonomia administrativa, decisória e financeira; regime de nomeação do seu quadro executivo (com o estabelecimento de mandatos para os seus membros); e demais garantias formais de independência designadas à órgãos reguladores em outros setores econômicos.

Inicialmente, a *Comissão del Sistema Eléctrico Nacional (CSEN)*, entidade reguladora do setor elétrico até a aprovação da LSE, passou a ser denominada *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE)*. Posteriormente, com a promulgação da Lei 34/1998, foi criada a *Comisión Nacional de Energía (CNE)*, que passou a desempenhar as funções regulatórias nos mercados de eletricidade e hidrocarbonetos, consolidando-se como o principal órgão regulador do setor energético e desempenhando funções normativas, consultivas, executivas, de defesa da concorrência, de resolução de conflitos e de fiscalização (Milla, 1999).

Atualmente, a regulação do setor é realizada pela *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)*. Instituída pela Lei 01/2013, a CNMC unificou as atividades de regulação de diversos setores econômicos, com ênfase nas chamadas indústrias em rede, com o objetivo de promover uma regulação mais integrada desses setores. A reestruturação da estrutura regulatória do Estado buscou responder múltiplos desafios, dentre os quais a mitigação do risco de captura regulatória, uma vez que a existência de um órgão regulador multissetorial minimiza a influência excessiva de agentes específicos sobre a formulação de políticas. Além disso, a consolidação da regulação em uma única entidade buscava permitir maior harmonização entre os setores, viabilizando a aplicação de diretrizes adotadas em mercados mais consolidados para aqueles com menor grau de maturidade regulatória (Guitard, 2020).

De todo modo, a CNMC incorporou as funções e atribuições das comissões reguladoras e de concorrência anteriormente existentes, com destaque para a CNE. Neste sentido, o Quadro 3 abaixo apresenta as atuais atribuições da CNMC, que foram em grande parte herdadas da CNE, e que regulam as atividades do setor elétrico da Espanha.

Quadro 3: Atribuições da CNMC.

Atribuições	Descrição
Consultiva	Fornecer pareceres e recomendações não vinculativas à administração pública, com o objetivo de assegurar que as novas normas respeitem os princípios da concorrência e da regulação eficiente.
Regulatória	Define metodologias, valores e critérios de remuneração aplicáveis às tarifas e atividades de transporte e distribuição de energia. Regula o acesso de terceiros às redes de distribuição e estabelece as condições, metodologias tarifárias e critérios de transparência e admissibilidade de acesso. Também estabelece os montantes que devem ser atribuídos aos operadores como compensação pelos serviços prestados.
Defesa da Concorrência	Investiga e pune condutas anticompetitivas, seja a partir de denúncias ou por iniciativa própria. Pode autorizar fusões e aquisições empresariais e acompanhar sua evolução para preservar a concorrência nos mercados.
Supervisão	Fiscaliza a atuação das empresas, garantindo o cumprimento das normas específicas e podendo instaurar processos sancionadores por violações regulatórias.

Fonte: Guitard (2020).

Em termos de separação de atividades, a segregação no setor elétrico tornou-se uma prática amplamente adotada, originada no modelo britânico de liberalização e posteriormente incorporada pela União Europeia. A legislação europeia (Diretiva 96/92/CE) distinguiu, de pronto, três atividades produtivas principais: geração, transmissão e distribuição de eletricidade, exigindo que as empresas do setor mantenham uma separação contábil entre essas operações, ainda que sem a obrigatoriedade de separação jurídica.

A separação destas atividades fundamenta-se na necessidade de eliminar o monopólio natural historicamente presente no setor, sobretudo no que se refere à utilização das redes de transmissão e distribuição. Esta divisão possibilita a criação de um ambiente econômico mais competitivo, favorecendo o desenvolvimento de um mercado atacadista voltado à geração de energia e permitindo que os consumidores, no mercado varejista, tenham liberdade para escolher seus fornecedores. Dessa forma, a segregação busca assegurar o acesso de terceiros às redes, ao mesmo tempo em que evita distorções concorrenciais, como a prática de subsídios cruzados e a discriminação entre operadores.

No caso da legislação espanhola, o artigo 14 da LSE estabeleceu a separação jurídica entre atividades reguladas e competitivas, permitindo, contudo, que sejam exercidas por empresas pertencentes ao mesmo grupo empresarial, desde que possuam personalidades jurídicas distintas. Além disso, a legislação impôs a obrigatoriedade da separação contábil entre as atividades reguladas e, mesmo no caso das empresas que atuam apenas em segmentos competitivos, passou-se a exigir a diferenciação contábil entre as atividades de comercialização, geração e outras relacionadas ao setor elétrico. Assim, a lei estabeleceu uma separação jurídica e contábil das diferentes funções do setor, sem, contudo, exigir a separação da propriedade dos ativos (Gómez, 2008).

Todavia, a separação de atividades é um processo complexo e embutido de desafios técnicos, uma vez que a operação eficiente do setor exige uma coordenação contínua entre suas diversas etapas. A fim de endereçar esta questão, a LSE também classificou as atividades econômicas em três categorias distintas: serviços individualizados, como geração e comercialização de eletricidade para o consumidor final; serviços relacionados à exploração de infraestrutura, como construção, manutenção de redes, transporte e distribuição; e serviços essenciais ao funcionamento integrado do sistema, como a operação técnica e econômica, que, por sua natureza, não podem ser duplicados (Espanha, 1997).

Com relação aos serviços de infraestrutura, Milla (1999) aponta que o acesso de terceiros às redes de transporte e distribuição de eletricidade foi o mecanismo fundamental para promover a concorrência no mercado. No modelo estabelecido pela LSE, o acesso às redes passou a ser regulado de maneira objetiva, permitindo sua recusa apenas por razões técnicas justificáveis, enquanto as tarifas são definidas pelo órgão regulador.

Com isso, Moreno (2012) sublinha que o sistema de acesso às redes se fundamentou em quatro princípios essenciais: transparência das regras e tarifas; objetividade dos critérios; não

discriminação entre os agentes do setor; e a definição de preços razoáveis. Um passo essencial para reduzir o monopólio natural das redes de transmissão e distribuição foi a eliminação de direitos exclusivos. A LSE determinou que a construção, modificação, operação e desativação das instalações de distribuição devem ser autorizadas pela administração pública, porém, sem caráter monopolista ou concessão de exclusividade. Além disso, a legislação permitiu a instalação de conexões diretas entre geradores e consumidores qualificados, desde que devidamente autorizadas, conforme previsto normativa europeia.

Assim, a legislação deu um passo decisivo ao permitir que os consumidores escolham livremente seus fornecedores e que esses fornecedores possam atender seus clientes sem restrições, utilizando as infraestruturas necessárias para a entrega da eletricidade. Para viabilizar esse acesso, além de assegurar o uso das redes, foi crucial a definição da neutralidade competitiva no marco regulatório. Neste contexto, a separação das atividades reguladas cumpriu o papel de fomentar a gestão das redes de maneira imparcial, evitando interferências indevidas no funcionamento do mercado, a fim de prevenir distorções concorrenciais e assegurar condições equitativas para todos os agentes do setor.

Na década seguinte, a União Europeia avançou nos esforços para a criação de um mercado elétrico mais competitivo, transparente e integrado. A Diretiva 2003/54/CE desempenhou um papel central nesse processo ao impor a separação jurídica entre os diferentes agentes do setor elétrico, assegurar a liberdade de entrada no segmento de geração e estabelecer a abertura total do mercado varejista até 2007, garantindo aos consumidores o direito de escolher seus fornecedores de eletricidade (Beato, 2005).

Na Espanha, a transposição dessa diretiva ocorreu por meio da Lei nº 17/2007. No entanto, grande parte das disposições já havia sido incorporada previamente pela LSE e por regulamentações subsequentes. A legislação espanhola, neste contexto, foi considerada mais liberalizadora que a própria norma europeia, antecipando prazos para a plena abertura do mercado (formalizada, oficialmente, em 2003) e implementando medidas como a separação das atividades do setor antes mesmo da exigência da União Europeia (Campi, 2016).

Além da separação jurídica já prevista na normativa europeia, a reforma de 2007 introduziu a separação funcional entre as atividades do setor, consolidando um ambiente mais competitivo. Uma das mudanças mais significativas foi a transferência da atividade de fornecimento regulado das distribuidoras para empresas comercializadoras atuando em regime de livre concorrência, processo consolidado pelo Decreto-Real nº 485/2009. Deste modo, a

partir de julho de 2009, as distribuidoras deixaram de vender eletricidade diretamente aos consumidores, concentrando-se exclusivamente na operação da rede. Para garantir o fornecimento de energia aos consumidores que optaram por permanecer no mercado regulado, ou que, por alguma razão, não possuíam acesso ao mercado livre, foram criados os Supridores de Última Instância (SUI).

Posteriormente, o setor elétrico espanhol passou por uma nova reforma no início da década seguinte. A Lei nº 24/2013, que foi aprovada com o objetivo de enfrentar os déficits tarifários provocados pelo desequilíbrio entre as tarifas de acesso à rede e os custos incorridos pelas empresas, ratificou as diretrizes de separação de atividades aprovadas nas legislações anteriores estabelecendo que um grupo empresarial pode desempenhar atividades nos diferentes segmentos do setor desde que sejam exercidas por sociedades distintas e cumpram critérios de independência (Ciarreta, Espinosa e Zurimendi, 2016). Estes critérios incluem a separação entre a gestão de atividades reguladas e atividades concorrenciais, a garantia da autonomia dos responsáveis por atividades reguladas e a capacidade decisória independente das sociedades que operam redes de transmissão e distribuição de energia (Espanha, 2013).

De maneira geral, o texto geral da nova LSE manteve a redação da LSE de 1997, com algumas alterações pontuais. Entre as modificações introduzidas na nova legislação, destaca-se que as sociedades responsáveis por atividades reguladas devem adotar um código de conduta que estabeleça as medidas destinadas a assegurar o cumprimento dos critérios de independência e das obrigações específicas atribuídas aos seus empregados nessa matéria (estão dispensadas dessa exigência apenas as empresas distribuidoras de energia elétrica que atendam a menos de 100.000 consumidores conectados às suas redes).

Ademais, a lei prevê a ampliação das exigências quanto à autonomia financeira das sociedades reguladas, impondo limites ao endividamento e impedindo que o grupo empresarial interfira na gestão financeira ou nas decisões de contratação de serviços dessas sociedades (Espanha, 2013). Essas mudanças visam reforçar a separação entre atividades reguladas e concorrenciais, evitando distorções no mercado elétrico.

5.2. LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO ATACADISTA E VAREJISTA

O processo de liberalização do setor elétrico espanhol promoveu mudanças estruturais que instituíram a abertura do mercado a empresas privadas, o estabelecimento de um mercado de comercialização de energia e a garantia do direito de escolha do suprimento para os

consumidores. Neste sentido, houve a consolidação de dois mercados de comercialização: atacadista e varejista.

Vale destacar que todas essas transformações introduzidas pela LSE não foram implementadas de maneira imediata. Beato (2005) destaca que se optou por um processo gradual de abertura à concorrência, que previu um período de transição destinado a permitir a adaptação das empresas elétricas e dos geradores ao novo marco regulatório. Entre os principais instrumentos para assegurar essa transição progressiva, destacaram-se os Custos de Transição à Concorrência (CTC).

Os CTC foram concebidos como compensações financeiras transitórias para assegurar que os agentes econômicos afetados pela mudança de regime regulatório pudessem amortizar investimentos feitos sob as regras anteriores. Na prática, tratava-se de garantir uma receita mínima às empresas durante o período de transição para o mercado competitivo, compensando-as pela eventual diferença entre o valor de mercado da eletricidade vendida e o custo de geração considerado eficiente sob a lógica do marco regulatório anterior. Este mecanismo foi projetado para assegurar a estabilidade financeira do setor durante o processo de liberalização, preservando ao mesmo tempo o incentivo à eficiência e à adaptação ao novo ambiente competitivo (Costa Campi, 2016).

Inicialmente, a LSE previa a extinção dos CTCs em 2010, até que se atingisse um valor total de compensações (fixado em aproximadamente € 12 bilhões). No entanto, com a rápida elevação dos preços da eletricidade no mercado atacadista durante os primeiros anos da liberalização, as receitas obtidas pelas empresas superaram amplamente as projeções iniciais. Como resultado, o montante de compensações acumuladas foi atingido de forma muito mais rápida do que o esperado.

Reconhecendo esta situação, o governo espanhol decretou em 2006 o encerramento antecipado dos CTCs, por meio de regulamentações que estabeleceram a cessação do direito das empresas de continuar recebendo tais compensações. Além disso, foi determinada a devolução dos valores excedentes recebidos, configurando uma espécie de ajuste financeiro para reequilibrar o impacto econômico do mecanismo. Este processo de extinção foi consolidado e acompanhado de medidas adicionais para fomentar a concorrência no setor, como a promoção da separação vertical das atividades e a criação de novos instrumentos para a regulação dos mercados de energia (Gómez, 2008).

A criação do mercado atacadista se deu em linha com o cânone liberal-reformista dos setores de infraestrutura observado em outros países e que teve o modelo britânico como experiência pioneira. Para isso, foi criada uma entidade responsável pelo recebimento das propostas de compra e venda, a compatibilização dessas ofertas, a divulgação dos resultados obtidos e a liquidação das transações realizadas no âmbito do mercado liberalizado.

Inicialmente, estas atribuições ficaram a cargo do Operador do Mercado Espanhol de Eletricidade (OMEL), criado a partir da LSE de 1997. Contudo, a partir de 1998, os governos de Espanha e Portugal iniciaram um processo de cooperação com o objetivo de integrar os sistemas elétricos, facilitar o comércio transfronteiriço de energia – contribuindo para a segurança do abastecimento – e promover a harmonização regulatória visando não só a construção de um mercado ibérico, mas um passo importante para a formação de um mercado regional europeu.

Como resultado desta cooperação institucional, o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) foi instituído em 1º de julho de 2007 com o propósito de integrar os sistemas elétricos de Portugal e Espanha, promovendo maiores benefícios aos consumidores de ambos os países. Sua criação representou uma convergência nos âmbitos físico, econômico, jurídico e regulatório dos mercados elétricos ibéricos, possibilitando aos consumidores o acesso à energia elétrica proveniente de qualquer produtor da região, dentro de um regime de livre concorrência (MIBEL, 2009).

Ciarreta, Espinosa e Zurimendi, (2016) assinalam que a iniciativa regional se insere no contexto da constituição de um mercado elétrico único europeu, tendo como principais objetivos o reforço da segurança no suprimento de energia e o estímulo à concorrência entre os operadores do setor. Atualmente, o mercado diário do MIBEL destaca-se como um dos mais líquidos e profundos da União Europeia, sendo comparável a outros mercados regionais do continente, como o *Nord Pool* e o *European Power Exchange (EPEX Spot)*.

Sendo assim, a partir da criação, primeiramente do OMEL, e posteriormente do MIBEL, consolidou-se um mercado atacadista de eletricidade dividido em dois segmentos: um mercado de curto prazo, ou *spot*, baseado em ofertas competitivas, despacho por ordem de mérito e definição de preços pela última oferta aceita; e um mercado a prazo, baseado em contratos bilaterais e contratos futuros (García-Álvarez e Moreno, 2016).

No mercado *spot*, os agentes (geradores, distribuidores e comercializadores) realizam transações de compra e venda de energia em mercados organizados com base nas regras estabelecidas pelo OMIE, descritos a seguir (Folgueiras, 2012):

- i. Mercado diário: os agentes realizam transações para cada hora do dia, de forma que são definidos 24 preços diferentes no mercado que variam em função da geração, da demanda etc. As transações são celebradas no dia anterior ao despacho da energia, no qual geradores e comercializadores submetem suas ofertas/demandas de preços e quantidades disponíveis para cada hora do dia seguinte. De forma esquemática, tem-se o seguinte mecanismo: os geradores submetem suas ofertas com o preço mínimo que desejam vender energia; os comercializadores, por sua vez, submetem o preço máximo que estão dispostos a pagar pela energia; com este conjunto de *bids*, o OMIE constrói as curvas de oferta e demanda para cada hora do dia seguinte; a interseção das curvas resulta no preço de mercado para cada hora do dia seguinte;
- ii. Mercado intradiário: no dia do despacho de energia, são realizadas sessões intradiárias nas quais os geradores apresentam ofertas para cada hora visando corrigir desvios ou alterações nas condições previstas, resultando na definição de novos preços horários. Apesar disso, como a maior parte do volume de energia já é negociada no mercado diário, o impacto das sessões intradiárias sobre os preços é geralmente limitado, mantendo-se as transações do mercado diário como principal referência;
- iii. Mercado de Serviços Complementares: após as sessões intradiárias, o Operador do Sistema (REE) conduz o processo de balanço e gestão de restrições técnicas em tempo real. Nesse estágio, são consideradas ofertas de aumento ou redução de energia para garantir a segurança e a estabilidade do fornecimento no sistema elétrico.

É importante ressaltar que para além destas transações, o mercado de curto prazo também incorpora o pagamento por garantia de potência, que remunera centrais pela disponibilidade contínua de geração, estimulando a segurança do suprimento e o investimento em infraestrutura.

Isto posto, a estruturação do mercado *spot* a partir da concorrência de ofertas e custo marginal das centrais geradoras buscou aumentar a eficiência econômica, criando condições para que os ganhos de produtividade e competitividade se refletissem nos preços finais da eletricidade, beneficiando os consumidores.

Tradicionalmente, a geração de eletricidade na Espanha esteve fortemente ancorada em fontes fósseis, como o carvão e o gás natural. No entanto, o cenário se alterou significativamente a partir da crise econômica de 2008 e da consequente situação de sobreoferta de eletricidade, combinada com políticas de incentivo às energias renováveis (Moreno, 2012).

Neste novo contexto, as fontes renováveis passaram a ocupar papel de destaque na matriz elétrica espanhola. Um exemplo claro é a evolução da participação das fontes renováveis na geração de eletricidade, que no ano de 2000 era de 17%, evoluiu para 36% no ano de 2013, e posteriormente para 53% no ano de 2023, posicionando a Espanha entre os países líderes da Europa em geração eólica e solar (REE, 2025). O crescimento dessas tecnologias se deu de forma acelerada, impulsionado tanto por mecanismos de mercado quanto por políticas públicas de estímulo à transição energética.

A penetração das energias renováveis no mercado atacadista de eletricidade também promoveu uma importante mudança na formação de preços. Por apresentarem elevados custos fixos de instalação, mas custos marginais muito baixos, estas fontes entram na base da curva de oferta do mercado atacadista, deslocando para fora da matriz as tecnologias mais caras e poluentes, baseadas em combustíveis fósseis, contribuindo para a redução dos preços marginais da eletricidade. Este processo acaba por não apenas alterar a estrutura do suprimento de eletricidade, mas também promove uma mudança estrutural no mercado, ao reposicionar os incentivos econômicos em favor de uma matriz mais limpa e sustentável.

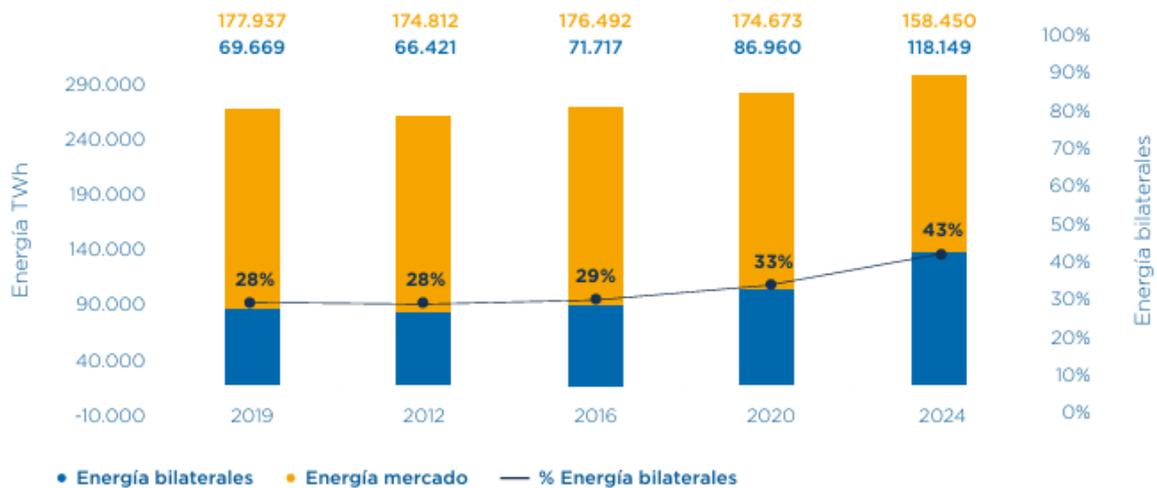
Por outro lado, o mercado a prazo de eletricidade diz respeito ao conjunto de mercado em que os agentes transacionam diferentes tipos de contratos, sejam eles físicos ou financeiros, com períodos de entrega distintos (meses, trimestres, semestres e anos). Dessa forma, viabiliza-se uma ferramenta eficaz para mitigar riscos associados à volatilidade dos preços e garantir maior previsibilidade e estabilidade tanto para produtores quanto para consumidores (MIBEL, 2009).

O mercado de contratos bilaterais se trata de um mercado em que os agentes compradores e vendedores firmam contratos bilaterais elaborados de forma a atender às suas necessidades. Os agentes também têm a possibilidade de firmar contratos com liquidação financeira em função de suas preferências e sem a necessidade de se submeter às regras de participação/negociação distintas daquelas impostas por eles (MIBEL, 2009).

Nos anos recentes, a participação dos contratos bilaterais no mercado de energia se manteve estável, conforme apresentado no Gráfico 2. Porém, com a elevação de preços de

energia no período da pandemia e o início da Guerra da Ucrânia, em 2022, os contratos bilaterais tiveram um acréscimo significativo no número de transações realizadas – indicando a importância deste mecanismo para os agentes em períodos de incerteza.

Gráfico 2: Participação dos contratos bilaterais sobre o total de energia negociada no mercado: 2009-2024.



Fonte: Fundación Naturgy (2024).

Já o mercado de futuros, gerenciado pelo Operador do Mercado Ibérico Português (OMIP), a liquidez é facilitada e garantida por um conjunto de regras que tendem a reduzir os custos de transação. Os ofertantes e demandantes submetem seus *bids* na plataforma administrada pelo OMIP e, quando desejam, podem executar a transação através da própria plataforma mediante um procedimento padronizado (MIBEL, 2009).

No que tange ao mercado de varejo de eletricidade, instituído no novo contexto de liberalização do setor elétrico, o consumidor passa a escolher livremente o fornecedor responsável pelo fornecimento de energia, negociando com este as condições e o preço contratados. O suprimento de energia, por sua vez, é dividido em dois mercados: o mercado livre e o mercado regulado.

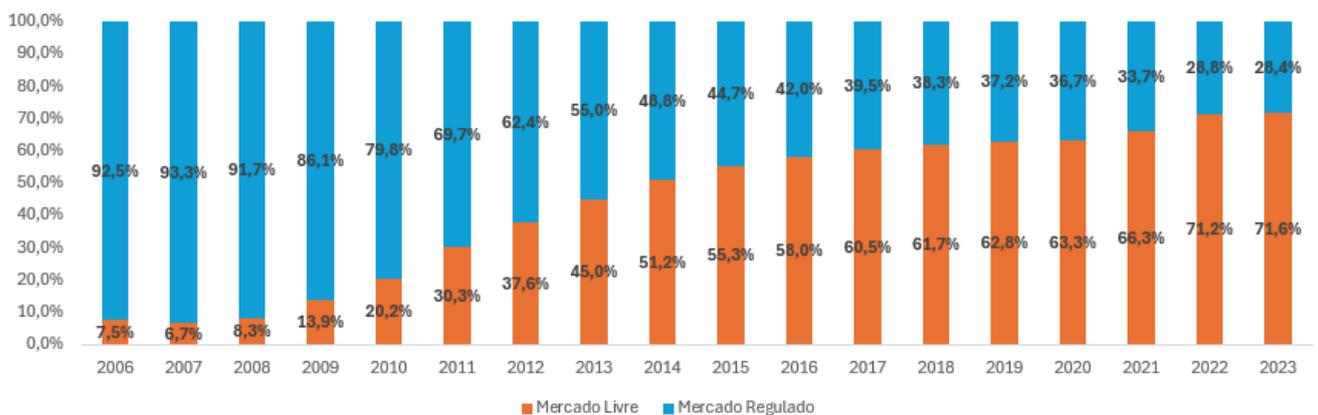
Todos os consumidores têm o direito de contratar a sua energia no mercado livre, mas apenas os consumidores com potência contratada inferior ou igual a 10 kW também têm a opção de contratar a sua energia no mercado regulado. No mercado livre, o consumidor pode negociar livremente com a comercializadora as condições de fornecimento de energia. Já no mercado regulado, vigora o chamado Preço Voluntário para o Pequeno Consumidor (PVPC), praticada

tanto pelas comercializadoras livres quanto pelos SUI, denominados Comercializadores de Referência (COR).

O PVPC é uma tarifa única em todo o território espanhol definida pelo governo e que se configura como um preço dinâmico indexado ao mercado atacadista de eletricidade, incorporando o sinal de preço horário negociado entre os geradores e comercializadores. Esta modalidade tarifária faz com que a Espanha seja o único país europeu a ter uma tarifa no mercado regulado que transmite diretamente ao consumidor o preço da energia do mercado diário, administrado pelo OMIE (MITECO, 2024).

Do ponto de vista da evolução dos mercados varejistas, observa-se um crescimento significativo da participação dos consumidores no mercado livre ao longo do tempo. A abertura total do mercado varejista foi inicialmente acompanhada por uma adesão gradual por parte dos consumidores, influenciada por fatores de inércia comportamental diante de uma transformação substancial na estrutura do setor elétrico. Nos anos subsequentes, a extinção das tarifas integrais — uma estrutura tarifária herdada do modelo anterior à liberalização, que não refletia adequadamente os custos reais de fornecimento e provocava distorções e déficits tarifários — somada à proibição da atividade de comercialização por parte das empresas distribuidoras e à entrada de novos agentes no mercado, impulsionou de forma expressiva a migração dos consumidores para o mercado livre. Como resultado, a participação desses consumidores aumentou de 13,9% em 2009 para 71,6% em 2023, conforme ilustrado no Gráfico 3 abaixo.

Gráfico 3: Evolução da participação dos consumidores nos mercados livre e regulado na Espanha: 2006-2023.



Fonte: Elaboração própria a partir de CNMC (2025).

Por outro lado, desde o início do processo de liberalização, os indicadores de concorrência no mercado espanhol têm apresentado evolução positiva, refletindo um ambiente

altamente competitivo entre as empresas comercializadoras. Um dos principais indicadores da intensidade concorrencial é o número de agentes atuantes no mercado. Neste aspecto, a Espanha se destaca como o país da União Europeia com o maior número de comercializadoras em atividade. Mesmo após a recente crise de preços energéticos, a entrada de novos agentes no mercado tem superado significativamente o número de saídas (Energía y Sociedad, 2024).

Tal dinâmica, aliada à redução do índice de concentração, sugere a inexistência de barreiras materiais à entrada de novas empresas, indicando um mercado acessível e competitivo. Dessa forma, infere-se que não há obstáculos estruturais relevantes — sejam regulatórios ou econômicos — que dificultem o ingresso de novos comercializadores no setor elétrico espanhol.

O Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) é amplamente utilizado para mensurar o grau de concentração de um mercado. Seu cálculo consiste na soma dos quadrados das participações de mercado de cada empresa, resultando em valores que podem variar de próximo a zero — indicativo de concorrência perfeita — até 10.000 pontos, que representam monopólio absoluto. De acordo com os parâmetros adotados, valores inferiores a 1.500 indicam baixa concentração, entre 1.000 e 1.500 apontam concentração moderada, e acima de 2.500 são interpretados como indício de concentração excessiva (Cade, 2016).

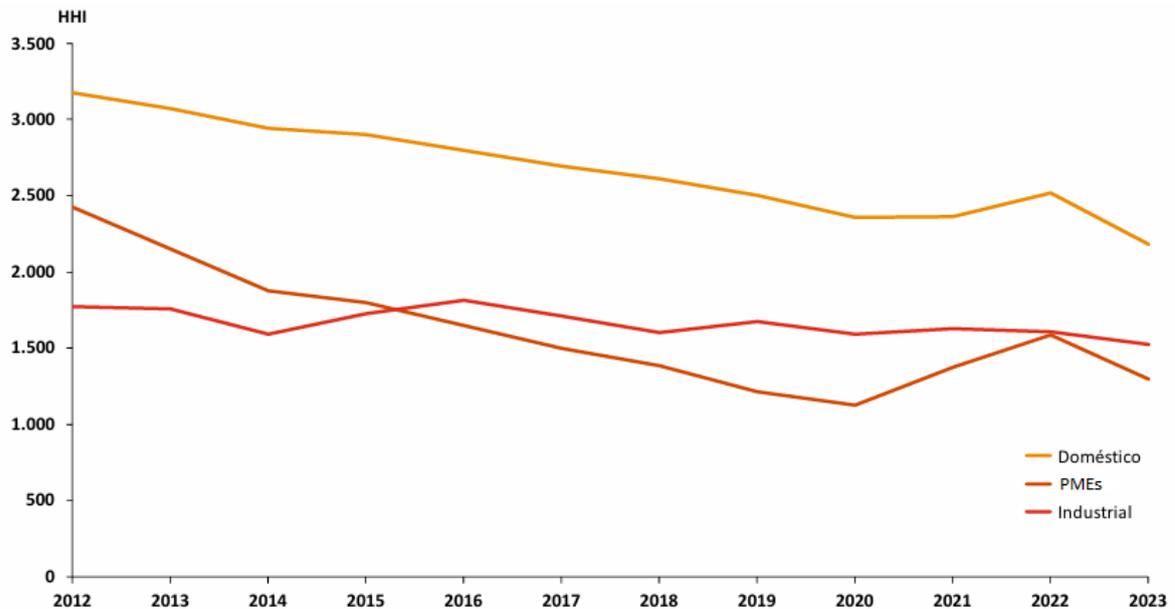
Vale sublinhar que para uma análise mais precisa do grau de concorrência no setor elétrico, recomenda-se excluir do cálculo do HHI as comercializadoras de referência, uma vez que estas operam sob tarifas reguladas pelo governo e não determinam livremente as condições de venda (Energía y Sociedad, 2024). Assim, o índice deve ser apurado exclusivamente no âmbito do mercado livre, segmentado por categorias de consumidores, onde de fato se observa a dinâmica concorrencial.

Os dados referentes ao HHI são divulgados pela CNMC nos relatórios de monitoramento do mercado varejista, considerando tanto o número de pontos de fornecimento quanto a energia comercializada — sendo este último o indicador de maior relevância. Ressalta-se, contudo, que ambos os critérios tendem a apresentar resultados semelhantes.

Desde o início da divulgação anual dos valores do Índice HHI pela CNMC, observa-se uma trajetória contínua de redução na concentração do mercado. Nesse contexto, a Comissão Europeia estabelece que, em mercados com HHI inferior a 2.000 pontos, é pouco provável a ocorrência de problemas concorrenciais (União Europeia, 2008). Na Espanha, esse patamar foi alcançado no segmento de pequenas e médias empresas (PMEs) a partir de 2014, e no setor industrial já desde 2011. Embora o mercado residencial também tenha apresentado uma

tendência de queda no HHI nos últimos anos, verificou-se um leve aumento em 2022, atribuído aos impactos da crise energética desencadeada pela guerra na Ucrânia. Ainda assim, o Gráfico 4 aponta que o índice para o segmento doméstico permanece abaixo do limite de 2.500 pontos, indicando uma concorrência moderada.

Gráfico 4: Evolução do HHI do segmento de comercialização na Espanha: 2012-2023.



Fonte: Energía y Sociedad (2024).

Além do Índice HHI, a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) utiliza também o indicador CR3, que corresponde à soma das participações de mercado dos três maiores agentes do mercado. De acordo com a ACER, valores de CR3 entre 70% e 100% caracterizam mercados altamente concentrados (ACER, 2021). Com base nos dados divulgados pela CNMC, verifica-se uma redução progressiva do CR3 ao longo dos anos, alcançando cerca de 60% em 2021 no mercado livre de energia, o que revela um nível de concentração compatível com um ambiente de competição saudável.

Dessa forma, tanto o HHI quanto o CR3 indicam que, embora o mercado espanhol tenha apresentado elevada concentração no passado, houve um declínio significativo nesses indicadores, posicionando-os abaixo dos limites normalmente associados a mercados excessivamente concentrados. Ressalte-se que, em contextos com barreiras reduzidas à entrada, como é o caso da Espanha, níveis de HHI superiores aos padrões convencionais ainda podem ser compatíveis com uma dinâmica competitiva. Assim, mesmo com o leve aumento no HHI

observado em 2022, o mercado espanhol continua operando com padrões aceitáveis de concorrência.

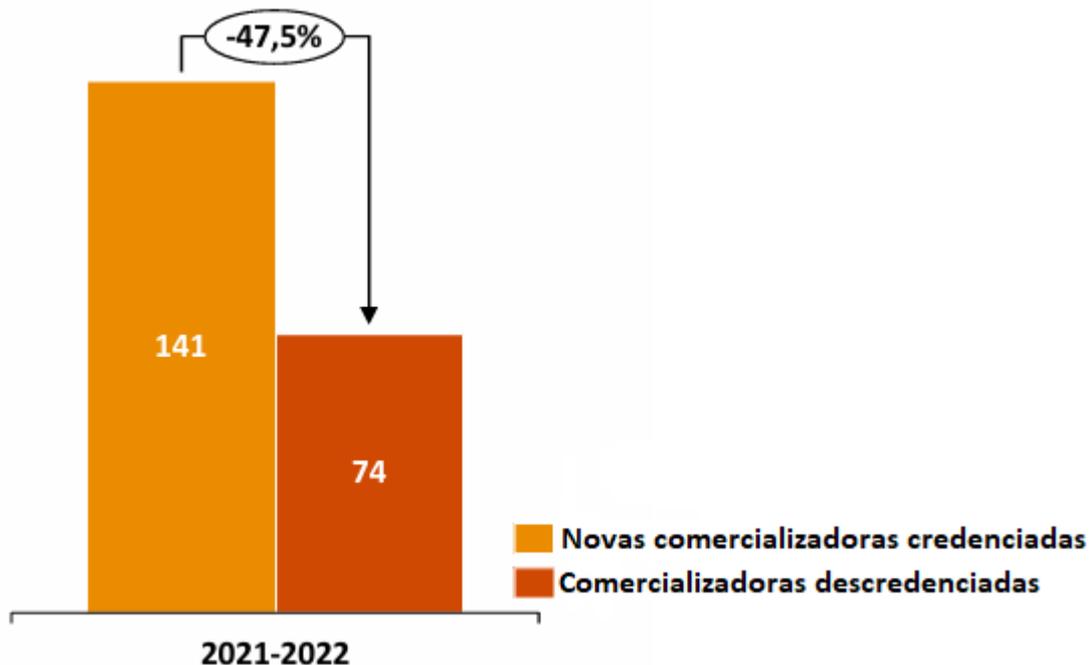
Para além da análise de indicadores específicos de concentração, a dinâmica de entrada de novos agentes no mercado evidencia que a Espanha possui o maior número de comercializadoras de eletricidade entre os países da União Europeia. A elevada frequência de ingresso de novos participantes indica, de forma clara, a inexistência de barreiras significativas à entrada nesse mercado.

O processo para que uma nova empresa atue como comercializadora no setor elétrico espanhol é relativamente simples, exigindo apenas a apresentação de uma declaração responsável, por meio da qual a empresa se compromete a cumprir os requisitos legais da atividade. O descumprimento dessas exigências pode resultar em sanções ou na inabilitação para operar no mercado. Os principais requisitos consistem na constituição da empresa sob a forma de sociedade mercantil, com a devida separação contábil entre as atividades reguladas e as liberalizadas (Espanha, 2013).

No que se refere aos critérios para o credenciamento de novas comercializadoras, observa-se um nível mínimo de exigência, já que não são requeridas comprovações prévias de capacidade técnica ou econômica. A LSE estabelece que, no início da operação, como ainda não há uma base consolidada de clientes, o valor das garantias é calculado com base em uma previsão de consumo reduzida. A atualização dessas garantias para refletir os consumos reais ocorre com um atraso mínimo de um mês. Mesmo em casos de descumprimento da prestação dessas garantias, a continuidade do fornecimento não é automaticamente suspensa, sendo necessária a instauração de um processo de inabilitação, que geralmente se prolonga por vários meses (MITECO, 2025).

Como consequência, nos últimos cinco anos, 113 empresas foram inabilitadas ou encerraram voluntariamente suas atividades por não atenderem aos requisitos de solvência financeira, conforme dados da CNMC. Apesar desse cenário, o Gráfico 5 ilustra que entre 2021 e 2022 foram registradas 141 novas comercializadoras, quase o dobro do número de encerramentos, o que reforça o caráter acessível e pouco restritivo do mercado espanhol.

Gráfico 5: Variação de comercializadoras credenciadas e descredenciadas na Espanha: 2021-2022.



Fonte: Energía y Sociedad (2024).

Mais recentemente, o país contabilizou um total de 534 comercializadoras de eletricidade ativas em setembro de 2024, número significativamente superior aos 382 registrados no final de 2022. De acordo com os relatórios de supervisão do varejo e proteção ao consumidor elaborados pela ACER, a Espanha não apenas lidera em quantidade de comercializadoras ativas no âmbito nacional, como também apresenta o crescimento mais acelerado desse número na União Europeia (Energía y Sociedad, 2024).

Embora o número de encerramentos de comercializadoras seja inferior ao de novas adesões, a CNMC, diante do contexto de crise recente, reconhece a necessidade de aprimorar a atuação e a solidez financeira dessas empresas. Para isso, vem propondo a implementação de mecanismos que assegurem a capacidade econômica, a cobertura de riscos e a constituição de garantias adequadas, de forma a mitigar os efeitos da volatilidade dos preços de energia.

No que tange a proteção dos consumidores, a figura dos Comercializadores de Referência (COR) enquanto SUI cumpre um papel importante no segmento de comercialização de energia. Além de praticar a tarifa do mercado regulado para os consumidores com potência contratada de até 10 kW, as COR são responsáveis pelo fornecimento de energia aos usuários que fiquem temporariamente sem contrato ou provenientes de empresas comercializadoras

desabilitadas, bem como o fornecimento de energia e aplicação do bônus social aos consumidores que atendam aos critérios estabelecidos pela legislação (CNMC, 2019).

De acordo com o Decreto-Real nº 216/2014, uma empresa deve cumprir dois requisitos fundamentais: estar integrada em um grupo empresarial que exerça atividades de comercialização de energia elétrica e; ter fornecido eletricidade, em média, a mais de 100 mil consumidores nos doze meses anteriores. Neste caso, o conceito de “grupo empresarial” deve restringir-se àqueles que exercem atividades de comercialização, e não àqueles integrados verticalmente com distribuição, a fim de evitar interpretações indevidas da norma (CNMC, 2019).

Desde 2014, existem oito CORs em atividade no mercado varejista espanhol. Embora novas empresas tecnicamente atendam ao critério numérico de consumidores atendidos, a CNMC vem reiterando que não há justificativa para ampliar o número de CORs, uma vez que o mercado regulado representa uma parcela significativamente menor do total de consumidores em comparação ao mercado livre, e a imposição das obrigações legais associadas ao papel de SUI representaria uma carga desproporcional para empresas de menor porte.

Um outro ponto fundamental no processo de liberalização foi a exigência de diferenciação clara entre as marcas e identidades visuais das empresas distribuidoras e das comercializadoras pertencentes a grupos verticalmente integrados. Esta exigência decorreu das Diretivas 2009/72/CE e 2009/73/CE, que visavam implementar mecanismos para ampliar a transparência nos mercados de varejo, de modo a proteger os consumidores e a fortalecer a concorrência.

A Espanha incorporou essas disposições à sua legislação nacional por meio do artigo 12.3 da Lei 24/2013. Segundo essa norma, distribuidoras e comercializadores de referência pertencentes a grupos empresariais que operam simultaneamente em atividades reguladas e no mercado livre devem evitar, em sua comunicação institucional, marca ou imagem corporativa, qualquer elemento que possa gerar confusão quanto à sua identidade em relação às demais empresas do mesmo grupo (Espanha, 2013).

Para assegurar o cumprimento efetivo dessa determinação, a CNMC aprovou uma decisão juridicamente vinculante (DJV/DE/001/18), cuja decisão se dirigiu às distribuidoras de eletricidade com mais de 100.000 clientes, bem como às comercializadoras de referência e de último recurso de grupos integrados verticalmente. Entre as exigências impostas, destacou-se a necessidade de que essas empresas: não criassem confusão na denominação social;

diferenciassem de forma inequívoca os logotipos e demais elementos de imagem de marca e; evitassem confusões na comunicação com os consumidores em todos os seus canais de atendimento (CNMC, 2018).

Foi concedido um prazo de seis meses para a implementação das mudanças necessárias, período no qual as empresas obrigadas poderiam apresentar suas propostas para avaliação da CNMC. Posteriormente, após a supervisão das medidas adotadas, a autoridade concluiu que as novas marcas e imagens corporativas implementadas pelas empresas envolvidas estavam em conformidade com as exigências regulatórias.

Esse processo de diferenciação de identidade visual, embora possa parecer meramente formal, revelou-se essencial para promover a confiança do consumidor, garantir a neutralidade das atividades reguladas e preservar um ambiente de competição justa no setor elétrico liberalizado.

5.3. POLÍTICAS DE COMUNICAÇÃO, TRANSPARÊNCIA E DE ENGAJAMENTO DO CONSUMIDOR

No contexto da transformação do setor elétrico, o consumidor deixa de ser apenas um agente passivo e passa a desempenhar um papel central e mais ativo no mercado de energia. Essa mudança é impulsionada pela crescente disponibilidade de novos produtos e serviços, pela integração de tecnologias descentralizadas de geração e armazenamento de energia e pela contribuição dos consumidores à estabilidade do sistema a partir da oferta de serviços de flexibilidade. Esta flexibilidade traz benefícios tanto para o consumidor, que pode ser recompensado financeiramente, quanto para o sistema como um todo, que se torna mais resiliente e eficiente.

No entanto, para viabilizar essa transição, é essencial garantir ao consumidor acesso adequado à informação sobre seu consumo e os custos associados. Nesse sentido, a implantação de medidores inteligentes é fundamental, assim como a padronização das informações disponibilizadas em faturas e ofertas comerciais e a simplificação do processo de troca de fornecedor de energia (*switching*) – eliminando barreiras administrativas e financeiras.

No âmbito dos medidores inteligentes, o processo de difusão dos equipamentos para os consumidores espanhóis foi considerado um *case* de sucesso pela Comissão Europeia, corroborado no relatório *European Smart Metering Benchmark*. A normativa definida pelo regulador (ITC/3860/2007, modificada pela Ordem IET/290/2012) estipulou prazos específicos

para que as distribuidoras de energia realizassem a substituição dos medidores em unidades com potência contratada de até 15 kW. Essa substituição visava à adoção de equipamentos capazes de realizar discriminação horária e permitir a telegestão do consumo. À vista disso, definiu-se um cronograma de implementação da norma que foi dividido em três etapas (CNMC, 2014):

- i. Até 31 de dezembro de 2014, as distribuidoras deveriam substituir 35% dos medidores;
- ii. Entre 1º de janeiro de 2015 e 31 de dezembro de 2016, mais 35%;
- iii. Entre 1º de janeiro de 2017 e 31 de dezembro de 2018, os 30% restantes.

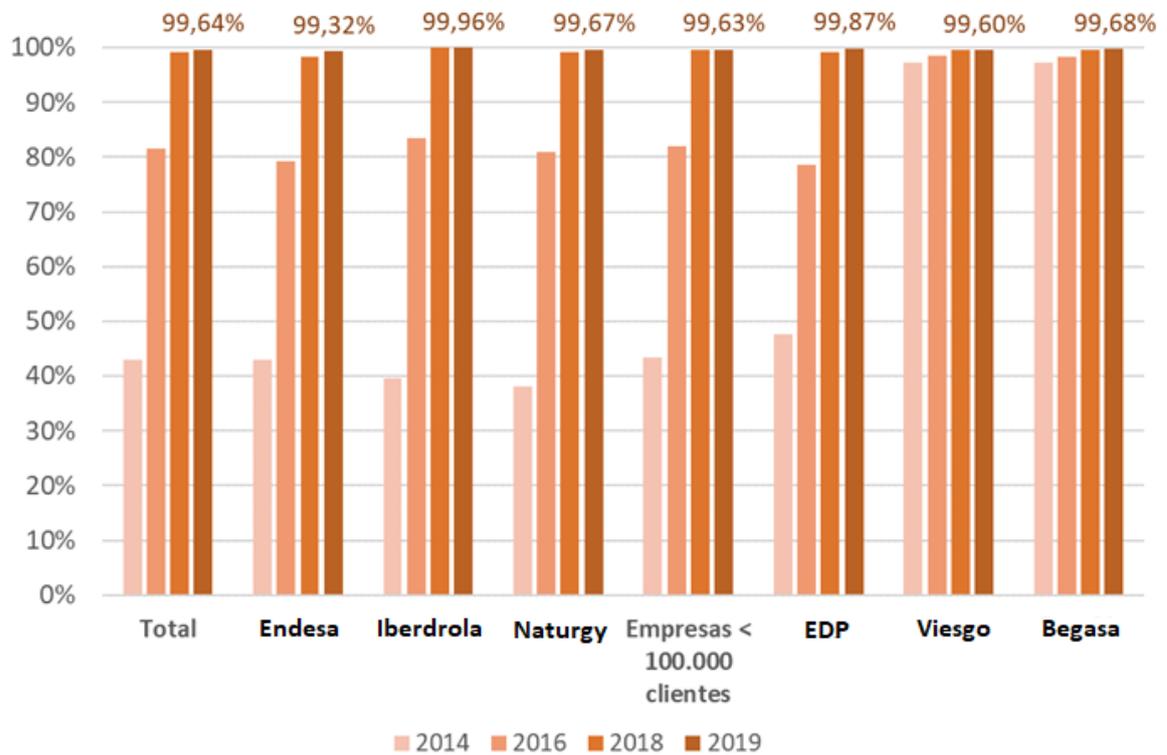
A norma em questão determinou que as empresas distribuidoras deveriam submeter às administrações das Comunidades Autônomas seus respectivos planos de instalação dos novos medidores, em conformidade com os marcos estabelecidos pelo cronograma. Após a aprovação desses planos pelas autoridades regionais competentes, seu cumprimento passaria a ter caráter obrigatório, não sendo permitidas alterações unilaterais por parte das distribuidoras.

Nesse contexto, coube à CNMC a responsabilidade de fiscalizar o cumprimento das obrigações estabelecidas na regulamentação vigente pelas distribuidoras, bem como garantir que os consumidores passassem a ter acesso célere, padronizado e compreensível aos dados referentes ao seu consumo de energia.

Conforme indicado no Gráfico 6 abaixo, o cronograma foi executado de forma compatível com as metas estabelecidas, refletindo os percentuais previstos para cada etapa do processo. Até 2014, cerca de 40% dos medidores haviam sido substituídos. Este percentual apresentou crescimento progressivo nos anos seguintes e, ao final de 2018, a maioria das distribuidoras já havia alcançado níveis de substituição próximos ou superiores a 99%.

Gráfico 6: Evolução da substituição dos medidores de energia na Espanha: 2014-2019.

(em %).



Fonte: CNMC (2020).

Com relação aos mecanismos de transparência de produtos e serviços, a presença de plataformas comparadoras de ofertas no mercado varejista de eletricidade tem fortalecido o papel do consumidor final, incentivando maior competitividade entre as empresas comercializadoras. Essas ferramentas estimulam as fornecedoras a aprimorarem suas propostas, buscando atender de forma mais eficaz às demandas dos consumidores. No âmbito nacional, diversas plataformas de comparação estão disponíveis, sendo a da CNMC destacada por cumprir todos os critérios de objetividade, neutralidade e transparência estabelecidos pela ACER e pelo CEER.

Nos últimos anos, o número de ofertas listadas na plataforma da CNMC cresceu significativamente, exceto em 2021, quando se verificou uma redução nas ofertas de tarifas fixas (Energía y Sociedad, 2024). A possibilidade de as empresas monitorarem sua posição no comparador impulsiona uma dinâmica de concorrência, motivando a redução de preços para alcançar maior visibilidade entre as melhores opções do mercado. A plataforma também permite acompanhar a evolução competitiva entre os agentes do setor.

A CNMC tem adotado diversas iniciativas para ampliar a proteção dos consumidores no mercado de eletricidade, como a introdução de códigos QR nas faturas que redirecionam ao

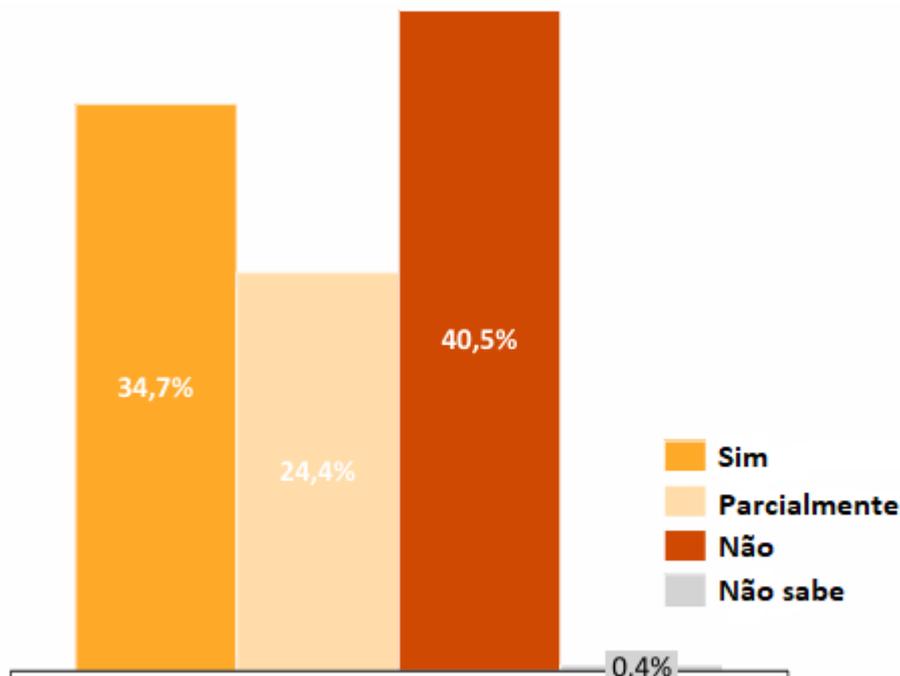
comparador, ações específicas voltadas a consumidores vulneráveis, mecanismos facilitadores para migração ao Comercializador de Referência, maior clareza nos preços e o desenvolvimento de ferramentas educativas sobre a estrutura tarifária e os preços horários do PVPC.

Essas medidas resultaram em efeitos concretos, como a redução em 37% dos cortes de fornecimento por inadimplência, especialmente em função da proibição de interrupção do serviço a consumidores vulneráveis.

Paralelamente, o maior acesso à informação tem promovido uma postura mais ativa por parte dos consumidores, tanto na escolha do fornecedor quanto no tipo de tarifa contratada. Isso tem incentivado as comercializadoras a inovarem nos produtos oferecidos, superando os modelos tradicionais de preços fixos ou baseados em faixas horárias. De acordo com o CEER, a inovação nas ofertas só se manifesta de forma significativa quando há um nível adequado de concorrência no mercado (CEER, 2023).

Embora não haja dados públicos detalhados sobre os tipos de tarifas contratadas, a CNMC realiza pesquisas periódicas sobre os hábitos de consumo. A mais recente revelou que quase 60% dos consumidores consideram os horários de maior consumo ao tomar decisões sobre o uso de energia (vide Gráfico 7 abaixo), o que indica maior conscientização e engajamento com a dinâmica tarifária.

Gráfico 7: Parcela de consumidores que incorporam a dinâmica dos preços de energia nos hábitos de consumo.



Fonte: Energía y Sociedad (2024).

Outro importante aspecto relacionado ao engajamento do consumidor se refere aos padrões de mudança de fornecedor de energia. De acordo com as diretrizes estabelecidas pelo Manual do CEER, a taxa de *switching* é considerada um dos principais indicadores da participação dos consumidores no mercado varejista de energia. A decisão de trocar de fornecedor, ou mesmo a possibilidade dessa ação, atua como um fator de pressão competitiva, incentivando as empresas a oferecerem preços mais atrativos, melhores produtos e serviços aprimorados.

Essa métrica está diretamente ligada ao grau de concorrência no setor, uma vez que a rotatividade afeta a distribuição das fatias de mercado e estimula as empresas a adotarem estratégias mais competitivas. No entanto, para compreender plenamente os fatores que motivam essa mobilidade e os impactos sobre o mercado, é necessário acompanhar esses dados ao longo do tempo, adotando uma perspectiva de longo prazo que permita analisar tendências e reações do mercado competitivo.

Dados da ACER indicam que, na Espanha, a taxa de *switching* alcançou 21% em 2023, um aumento expressivo em relação aos 12% registrados em 2020, situando o país entre os de maior rotatividade de comercializador na Europa. Esses números são coerentes com os apresentados pela CNMC, que apontou uma taxa global de 21,2% entre outubro de 2021 e setembro de 2022, com a maioria das trocas ocorrendo em domicílios que migraram para o mercado livre (CNMC, 2024).

Nos anos de 2023 e 2024, esse movimento se intensificou ainda mais. Entre julho de 2023 e junho de 2024, foi registrado um número recorde de mudanças de fornecedor, correspondendo a 23,2% do total de consumidores de eletricidade. Ao considerar também os consumidores que renegociaram suas condições contratuais sem trocar de fornecedor, os índices de engajamento do consumidor se mostram ainda mais elevados (CNMC, 2024).

Por outro lado, a disponibilização de diversas opções tarifárias desempenhou um papel fundamental na expansão do mercado livre de energia. Com a introdução de tarifas diferenciadas — muitas delas sinalizando variações de preço ao longo do dia ou em função da demanda — os consumidores passaram a ter maior capacidade de escolha sobre como e de quem adquirir sua energia. O Quadro 4 abaixo apresenta as principais modalidades de ofertas disponíveis aos consumidores espanhóis.

Quadro 4: Principais tipos de contratos de fornecimento de eletricidade na Espanha.

Tipo de tarifa	Descrição	Subtipos de tarifa
Preços fixos no mercado livre	Preço fixo garantido durante toda a vigência do contrato, período no qual o comercializador não pode alterar as condições pactuadas. Nesse modelo, o consumidor fica protegido contra aumentos do mercado, mas também não se beneficia de eventuais reduções nos preços	Preço fixo em todos os intervalos horários
		Diversos preços fixos dependendo do horário de consumo
Preços variáveis no mercado livre	Preço variável ao longo do contrato. O consumidor, nesse caso, aceita o risco de aumentos no mercado atacadista de eletricidade, em troca da possibilidade de aproveitar quedas nos preços e de não pagar o valor adicional associado à fixação de preço	Preço fixo em todos os intervalos horários
		Diversos preços fixos dependendo do horário de consumo
		Preços horários dinâmicos indexados ao mercado atacadista
Preço regulado: PVPC	Disponível para contratação por consumidores residenciais e microempresas com demanda de até 10 kW, atendidos em baixa tensão	Preços horários dinâmicos indexados ao mercado atacadista

Fonte: Adaptado de CNMC (2024).

Essa diversidade tarifária incentivou consumidores a buscar fornecedores que oferecessem condições mais adequadas a seus perfis de consumo, estimulando a concorrência entre comercializadoras. Conseqüentemente, surgiram novos agentes no mercado, ampliando a variedade de produtos e serviços energéticos disponíveis e reforçando o dinamismo do mercado livre. Assim, a multiplicidade de opções tarifárias não apenas promoveu maior eficiência econômica, como também acelerou a migração dos consumidores do mercado regulado para o ambiente de livre contratação, consolidando o processo de liberalização.

6 A EXPERIÊNCIA DE LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO ELÉTRICO EM PORTUGAL

A trajetória histórico-institucional do setor elétrico português apresenta certa semelhança com o processo observado no SEB do ponto de vista organizacional e da estrutura de mercado até o início da liberalização. Até 1975, a produção e o transporte de eletricidade em Portugal eram considerados serviços públicos sob responsabilidade do Estado, sendo sua execução delegada a empresas privadas por meio de contratos de concessão. No entanto, com a promulgação do Decreto-Lei nº 205-G/1975, ocorreu a nacionalização do setor elétrico, integrando ao domínio público 14 empresas atuantes na geração, transmissão e distribuição de energia. No ano seguinte, foi criada a empresa pública Eletricidade de Portugal (EDP, E.P.), por meio do Decreto-Lei nº 502/1976, resultado da fusão das empresas anteriormente nacionalizadas. À EDP foram conferidos direitos exclusivos, consolidando um monopólio estatal verticalmente integrado que concentrava todas as atividades da cadeia de valor da eletricidade — da geração à comercialização — sob a gestão de uma única entidade pública.

A partir da revisão constitucional de 1989, em grande medida impulsionada pela adesão de Portugal à Comunidade Econômica Europeia (CEE) em 1986, houve o início de uma transformação na estrutura empresarial da empresa. Esta mudança refletia uma nova orientação política e econômica, com abertura progressiva do mercado elétrico à iniciativa privada. No ano anterior, o Decreto-Lei nº 189/1988 permitiu a produção independente de eletricidade, especialmente a partir de fontes renováveis e cogeração.

O processo de liberalização do setor teve início formal com a promulgação dos Decretos-Lei nº 182/1995 a nº 185/1995, que estabeleceram um novo enquadramento jurídico para o setor elétrico português e anteciparam a publicação da Diretiva 96/92/CE. Este novo marco regulatório estabeleceu os princípios gerais de organização do Sistema Elétrico Nacional (SEN), com destaque para a separação jurídica das atividades de transmissão e distribuição de eletricidade das demais que compõem a cadeia de valor do setor elétrico.

Com isso, o processo de desverticalização do SEN foi implementado em três etapas, com o objetivo de promover uma separação gradual das atividades e garantir o acesso de terceiros às redes, de modo a fomentar a concorrência, diversificar os agentes econômicos atuantes no setor e melhorar a qualidade do serviço e a competitividade dos preços. As reformas posteriores objetivaram alinhar o marco regulatório nacional com as diretivas da União Europeia (Diretiva 2003/54/CE e Diretiva 2009/72/CE), reforçando os princípios de separação

de atividades, eficácia regulatória, segurança do fornecimento e liberdade de escolha para os consumidores.

6.1. DESVERTICALIZAÇÃO DOS SEGMENTOS

O pacote legislativo de 1995 (Decretos-Lei nº 182/1995 a 185/1995) teve como principal objetivo promover a liberalização do setor elétrico português. Baptista (2014) frisa que em vez de uma ruptura radical, a reforma buscou equilibrar a modernização com a preservação dos fundamentos públicos do setor, habilitando um modelo que mantivesse o conceito de serviço público como pilar central, ao mesmo tempo em que abria espaço para práticas mais alinhadas com a liberalização e a concorrência.

Neste contexto, inicialmente se instituiu uma divisão estratégica: de um lado, o Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP), responsável por garantir a continuidade e universalidade do fornecimento de energia elétrica; de outro, o Sistema Elétrico Independente (SEI), concebido para operar de forma complementar, inserindo maior flexibilidade e dinamismo ao setor. Essa arquitetura dual permitiu a transformação necessária à luz das novas exigências econômicas e regulatórias, sem que se perdesse a natureza essencialmente pública do serviço elétrico (Baptista, 2014).

Martins (2020) destaca que à época, o SEP operava sob um modelo de mercado regulado com um comprador único, no qual permaneciam vigentes tanto a obrigatoriedade de fornecimento de energia quanto o princípio da uniformização tarifária em todo o território nacional. Neste modelo, o operador de transporte adquiria a totalidade da energia elétrica gerada pelas diversas usinas e a revendia aos comercializadores, com os preços previamente definidos pelo órgão regulador.

A atividade de transmissão de eletricidade, bem como a operação do sistema elétrico, passou a ser realizada por meio da Rede Nacional de Transporte (RNT), cuja concessão, em regime de exclusividade e serviço público, foi atribuída pelo Estado à empresa Redes Energéticas Nacionais (REN). Esta foi criada em 1994 no contexto do processo de desverticalização da EDP E.P., que culminou na formação do Grupo EDP (Martins, 2020).

A concessão concedida à REN abrange, desde então, o planejamento, a construção, a operação e a manutenção da RNT, além da responsabilidade pelo planejamento e pela gestão técnica integrada do sistema elétrico. Tal conjunto de atribuições visa assegurar a operação

coordenada das infraestruturas elétricas, a continuidade do serviço e a segurança no fornecimento de energia.

Em paralelo, no ano de 1995 se instituiu a criação do órgão regulador setorial, cujo início das funções se deu em 1997, responsável pela definição das regras de prestação dos serviços regulados, a parametrização da qualidade do serviço prestado, a salvaguarda dos princípios de segurança das atividades e da eficiência económica e, ainda, a proteção dos direitos dos consumidores. Inicialmente, denominada Entidade Reguladora do Setor Elétrico, o órgão foi posteriormente renomeado Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), ao agregar as atribuições de regulação dos setores de energia elétrica e gás natural (Gaspar, 2021). O Quadro 5 abaixo sintetiza as competências da ERSE na regulação do setor elétrico português.

Quadro 5: Síntese das competências da ERSE.

Competência	Descrição
Regulamentar	Elabora e aprova regulamentos que concretizam a legislação aplicável ao setor elétrico. Pode permitir a autorregulação por operadores, desde que alinhada com as orientações da ERSE. Elabora regulamentos para áreas como redes, estrutura tarifária, qualidade de serviço e mediação de conflitos.
Regulação e Supervisão	Define as tarifas de acesso às redes e garante sua aplicação, promovendo concorrência e previsibilidade no mercado. Supervisiona o cumprimento das normas legais e regulatórias, podendo emitir recomendações, autorizações e exigir informações às entidades reguladas.
Consultiva	Emite pareceres não vinculativos, por iniciativa própria ou a pedido de entidades como o Governo, Assembleia da República, tribunais ou outros organismos públicos, sobre matérias do setor elétrico.
Sancionatória	Instrui e decide processos contraordenacionais por infrações à legislação e regulamentos do setor. Pode aplicar coimas e sanções acessórias, dispondo de poderes como investigação, inspeção e apreensão de documentos.
Resolução de Conflitos	Atua na mediação de conflitos entre operadores ou entre estes e os consumidores. Pode promover arbitragem e responder a

	reclamações, incentivando soluções extrajudiciais e protegendo os interesses dos utilizadores finais.
--	---

Fonte: Adaptado de Castro (2014).

Concomitantemente, os *policymakers* impulsionaram a transformação do setor elétrico português rumo à desverticalização (separação de atividades) e privatização, de forma aderente aos princípios estabelecidos pela Diretiva 96/92/CE. Conforme apresentado anteriormente, a separação das atividades visava, essencialmente, assegurar a integridade e a imparcialidade do funcionamento do mercado de energia (inibindo os subsídios cruzados entre as atividades reguladas e concorrenciais, prezando pela neutralidade da rede perante os agentes e assegurando acesso equitativo e transparente às infraestruturas). A privatização, por sua vez, surge dentro do escopo de reformulação do papel do Estado, a partir de então atuando como regulador das atividades econômicas.

Com isso, teve início, em 1997, o processo de privatização do Grupo EDP, por meio de uma oferta pública que disponibilizou ao mercado aproximadamente 180 milhões de ações, equivalentes a 30% do capital da empresa. Gaspar (2021) ressalta que o marco mais significativo deste processo se deu em 2011, quando a empresa estatal chinesa *China Three Gorges Corporation* adquiriu 21,35% do capital da EDP, em troca de um investimento de € 2,69 bilhões, no âmbito da última fase da privatização promovida pelo Estado português. Ao longo do processo, foram realizadas sete etapas de alienação de capital, nos anos de 1998 (duas vezes), 2000, 2004, 2005, 2007 e 2011.

A mudança da EDP para uma maioria de capital privado ocorreu em 2000, quando o Estado reduziu sua participação para 31,3%. Nesse mesmo ano, foi efetivada a separação jurídica das atividades, com a retirada da participação da REN do capital da EDP, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 198/2000. Desde então, a participação da EDP nos regimes de monopólios regulados se restringiu ao segmento de distribuição.

Neste sentido, a EDP Distribuição foi constituída oficialmente em 2000, como resultado da fusão de quatro empresas do Grupo EDP responsáveis pela distribuição de eletricidade – em consonância com as novas exigências regulatórias. Atualmente, a empresa é responsável por aproximadamente 99% da rede de distribuição de energia elétrica em Portugal Continental, atuando como Operadora da Rede de Distribuição (ORD) e portadora da concessão atribuída pelo Estado para exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND) em alta, média e baixa tensão – este último segmento concedido pelas autarquias (Furtado, 2021).

A partir da Diretiva 2003/54/CE procede-se à abertura completa do mercado de comercialização de energia – permitindo que todos os consumidores pudessem optar livremente pelo seu fornecedor de energia. Com isso, coube à EDP Distribuição a responsabilidade pela gestão dos processos de mudança de comercializador. Esta atribuição seria suprimida apenas em 2017, com a criação do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC).

Posteriormente, a empresa passou a adotar a nova designação E-REDES, mais precisamente no ano de 2021. Furtado (2021) ressalta que a alteração da marca teve relevância estratégica, sobretudo em um setor verticalizado e regulado como o de energia elétrica. Em contextos nos quais há separação entre atividades de geração, distribuição e comercialização, a mudança de identidade institucional visa reforçar a independência da distribuidora em relação ao grupo empresarial de origem, contribuindo para a neutralidade percebida pelo mercado e pelos consumidores. Além disso, essa transformação busca alinhar a imagem da empresa aos princípios de transparência, concorrência justa e conformidade regulatória, exigidos em mercados liberalizados.

No âmbito do marco regulatório do setor elétrico, os fundamentos da Diretiva 2003/54/CE foram transpostos para o ordenamento jurídico nacional por meio do Decreto-Lei n.º 29/2006 e Decreto-Lei n.º 172/2006, que consolidaram as bases gerais da organização e funcionamento do SEN, bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização.

De maneira geral, a legislação estabeleceu que a cadeia de valor do SEN seria decomposta entre atividades que operam em regime de mercado concorrencial e em atividades sujeitas a regulação. As atividades de produção e comercialização de eletricidade seriam desenvolvidas em regime de livre concorrência, mediante a obtenção de licença administrativa. Ademais, determinou-se a obrigatoriedade de separação jurídica da atividade de comercialização em relação às demais atividades do setor elétrico (Portugal, 2006).

Por outro lado, as atividades de transporte e de distribuição seriam exercidas em regime regulado, cada uma mediante uma única concessão atribuída em caráter exclusivo. Em conformidade com o artigo 25.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, estabeleceu-se que a atividade de transporte deveria observar a separação jurídica e patrimonial em relação às demais atividades do setor. Para a distribuição, contudo, exigiu-se apenas a separação jurídica, sem necessidade de desmembramento patrimonial (Portugal, 2006).

O novo regime jurídico também introduziu duas inovações inéditas no ordenamento português: a criação da figura do operador logístico de mudança de comercializador, destinada a simplificar e viabilizar o processo de alteração de fornecedor de energia; e a instituição do comercializador de último recurso, sujeito a regulação específica e à separação jurídica das demais atividades, com a função de assegurar o fornecimento de energia elétrica aos consumidores que, por opção ou pela falta de condições de elegibilidade, permanecem sujeitos ao regime de tarifas e preços de venda a clientes finais fixados pelo órgão regulador (Portugal, 2006).

A partir da promulgação das Diretivas 2009/72/CE e 2009/73/CE houve uma reorganização do setor elétrico português, que transpôs as diretrizes europeias para o ordenamento jurídico nacional por meio dos Decretos-Lei n.º 78/2011 e 77/2011. No âmbito dessa reformulação, foi igualmente aprovada a Lei n.º 64-A/2011, designada como “Grandes Opções do Plano para 2012-2015”, cujo objetivo central consistia em fomentar a competitividade, assegurar a transparência na formação dos preços e garantir o funcionamento eficiente e a efetiva liberalização dos mercados de eletricidade e de gás natural (Portugal, 2011).

Castro (2014) salienta que a legislação nacional buscou reforçar e esclarecer as exigências relativas à independência jurídica e patrimonial dos operadores das redes de transporte. Dessa forma, estabeleceu-se que os operadores das redes de eletricidade deveriam ser juridicamente e patrimonialmente independentes não apenas em relação a outras atividades do setor, mas também em relação a entidades envolvidas na produção ou comercialização desses recursos. Além disso, os Decretos-Lei n.º 78/2011 e 77/2011 instituíram um procedimento de certificação dos operadores de rede, destinado a verificar o cumprimento das condições de separação e a fortalecer a autonomia da infraestrutura de transporte de eletricidade e gás natural.

Mais recentemente, em 2022, o regime jurídico do SEN foi novamente modificado a fim de transpor as diretrizes promulgadas no âmbito europeu (Diretivas 2019/944/CE e 2018/2001/CE), com vistas a alcançar os objetivos de neutralidade carbônica, integração regional e modernização setorial. O Decreto-Lei n.º 15/2022 introduziu alterações significativas para assegurar a mudança de paradigma do SEN, com o objetivo de viabilizar a transição de um modelo baseado na produção centralizada para um sistema descentralizado, capaz de integrar a geração local, o autoconsumo, a gestão ativa de redes inteligentes e a participação dos consumidores nos mercados de energia.

A nova reforma se estruturou em cinco eixos principais: o reforço do controle administrativo prévio sobre as atividades do SEN; a reorganização do planejamento das redes; a introdução de mecanismos concorrenciais para a realização das atividades setoriais; o incentivo à atuação ativa dos consumidores na produção e nos mercados de energia; e o desenvolvimento legislativo voltado para novas dinâmicas, como o reequipamento, a hibridização e o armazenamento de energia (Portugal, 2022).

No âmbito do primeiro eixo, o Decreto-Lei visa reunir em uma única legislação as principais normas sobre a organização e funcionamento do SEN, anteriormente dispersas em diferentes instrumentos legais, promovendo maior coerência jurídica e facilitando a sua compreensão e aplicação.

O segundo eixo foca na otimização da capacidade de recebimento da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), em alinhamento com o interesse público na proteção dos consumidores e com a preservação do território, limitando a construção de novas infraestruturas ao estritamente necessário para garantir a segurança e a qualidade do fornecimento. A atribuição de reservas de capacidade de injeção com restrições visa, simultaneamente, evitar a subutilização da infraestrutura existente e impulsionar a evolução para um modelo de gestão ativa das redes, caracterizado pela flexibilidade, adaptação dinâmica e integração de soluções como produção híbrida, armazenamento de energia e autoconsumo, incentivando a transformação dos consumidores em participantes ativos no SEN e no processo de transição energética.

O terceiro eixo introduz uma mudança qualitativa significativa ao estabelecer que a atribuição de licenças para diversas atividades do SEN, exercidas em regime de exclusividade, passe a depender de procedimentos concorrenciais prévios, reforçando a lógica já aplicada na reserva de capacidade de injeção na rede pública. No âmbito da estrutura organizacional do SEN, cria-se a figura de um gestor integrado das redes de distribuição em alta, média e baixa tensão, cuja atividade será exercida por meio de concessão atribuída também mediante concurso público.

Esta nova entidade visa garantir a gestão técnica unificada das redes de distribuição, assegurando maior eficácia e coerência na operação e salvaguardando a continuidade do abastecimento, função essencial do SEN. Considerando a complexidade técnica envolvida e a necessidade de uma implementação gradual durante a transição energética, a coordenação das

redes permanecerá, temporariamente, sob os moldes das atuais concessões até que o novo gestor entre em pleno funcionamento (Portugal, 2022).

O quarto eixo concentra-se no fortalecimento do papel dos consumidores no SEN, permitindo que atuem de forma individual, coletiva ou por meio de comunidades de energia. Prevê-se a transformação dos consumidores de agentes passivos em participantes ativos, capazes de produzir energia para autoconsumo ou para comercialização de excedentes, armazenar energia, prestar serviços de flexibilidade e atuar como agregadores de produção. Para viabilizar essa participação, o decreto-lei determina a implementação de contadores e redes inteligentes, além de instituir a figura do agregador, visando remover barreiras à atuação dos consumidores nos mercados de eletricidade.

No âmbito da separação de atividades, a legislação estabelece que o operador da RNT de eletricidade deve ser juridicamente e patrimonialmente independente de empresas que atuem na produção ou comercialização de eletricidade ou gás, inclusive de origem renovável. Para assegurar essa independência, são definidos critérios rigorosos que proíbem relações de controle cruzado, nomeações de gestores entre as entidades envolvidas e conflitos de interesse. Também se exige a salvaguarda da autonomia decisória do operador da RNT, a existência de um código ético de conduta e a limitação de participação no capital social da empresa a um máximo de 25% por entidade, nacional ou estrangeira, com atividades no setor energético (Portugal, 2022).

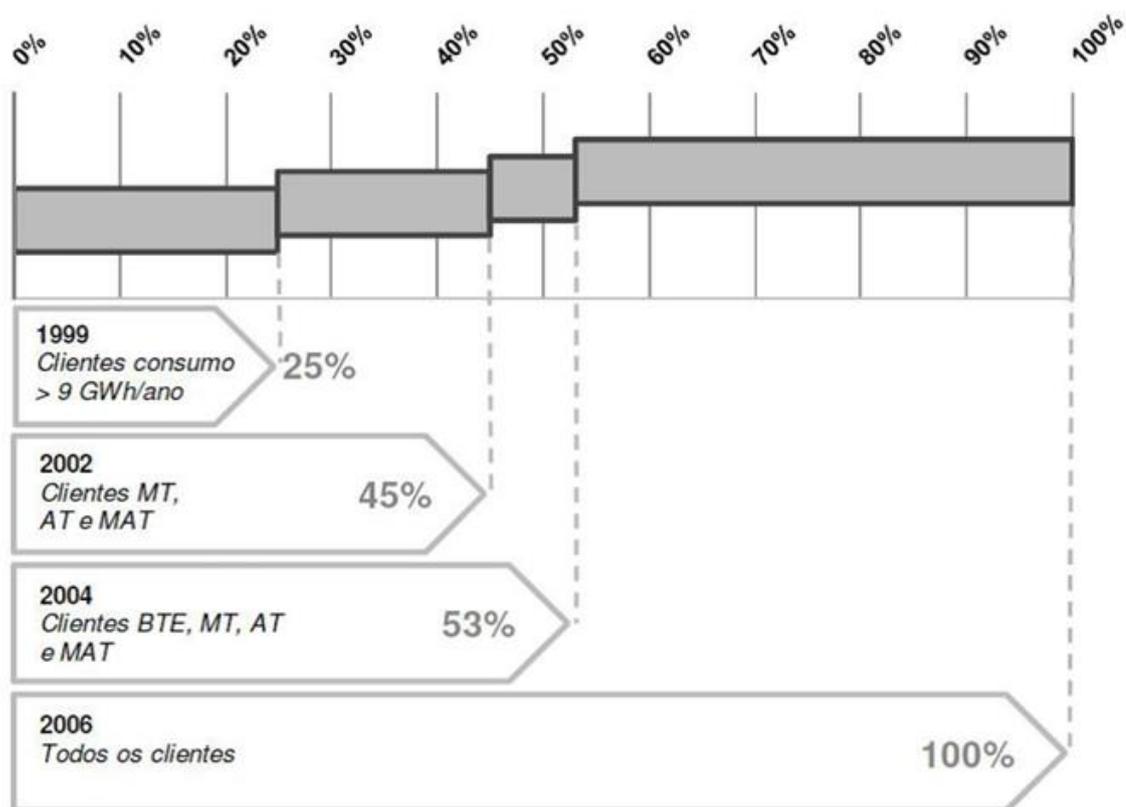
Para a atividade de distribuição de energia são estabelecidos critérios semelhantes de independência operacional. A legislação impõe restrições que vão desde a proibição de vínculos profissionais ou financeiros com empresas que atuam nos mercados competitivos e a exigência de um código de conduta sobre independência funcional. Também se determina a diferenciação clara da imagem institucional do distribuidor em relação a outras entidades do setor (Portugal, 2022).

6.2. LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO ATACADISTA E VAREJISTA

A liberalização do mercado português de comercialização de energia foi implementada de maneira progressiva, em linha com a experiência observada nos mercados mais maduros, seguindo uma estratégia gradual em vez de uma abertura simultânea para todos os perfis de consumidores (conforme apresentado na Figura 3). O processo teve início em 1999, com a inserção dos grandes consumidores industriais, caracterizados por elevados níveis de tensão e de consumo, como primeiros beneficiários do acesso ao mercado. Em 2002, a liberalização foi

ampliada para englobar todos os consumidores industriais. Posteriormente, em 2004, o mercado foi estendido ao segmento comercial e, por fim, no final de 2006, concluiu-se a abertura com a autorização para todos os consumidores domésticos.

Figura 3: Calendário de abertura do mercado elétrico português.



Fonte: Marques (2018).

Conforme apresentado na seção anterior, o pacote legislativo de 1995 estabeleceu os princípios gerais de organização do sistema elétrico português, criando dois ambientes regulatórios distintos: o SEP e o SEI. Neste arranjo, a abertura de mercado no segmento da geração e a gradativa abertura do segmento de comercialização implicou na necessidade de se conceber mecanismos de transição capazes de garantir a expansão da produção da energia e a remuneração dos investimentos realizados até a liberalização completa do mercado atacadista, que coincidiu cronologicamente com a formação do MIBEL em 2006.

Neves (2017) argumenta que os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) representaram compromissos de longo prazo entre os produtores de eletricidade e o SEP, sob um modelo de comprador único, obrigando os primeiros a entregar toda a energia gerada ao sistema e a dedicar integralmente sua capacidade produtiva. Estes contratos foram concebidos

como um instrumento eficaz para incentivar o investimento privado na produção nacional de energia elétrica, sob obrigações de interesse público, com o objetivo de reduzir a dependência externa e assegurar o fornecimento de energia.

Lamy (2013) assinala que a legislação atribuiu à REN a função de contraparte dos produtores nesses contratos, cabendo-lhe equilibrar a produção com a demanda e garantir a compensação financeira entre geradores e consumidores. Assim, a REN adquiria a energia gerada sob CAE, remunerando os produtores com base em dois componentes – um encargo fixo (encargo de capacidade) e um encargo variável (tarifa de energia) – e posteriormente colocava essa energia no mercado para aquisição das distribuidoras.

A diferença entre o valor pago aos produtores e o montante obtido na venda passou a ser paga pelos consumidores por meio das tarifas reguladas, configurando os chamados “sobrecustos dos CAE”. À ERSE competia a definição das regras tarifárias que assegurassem esta cobrança, mais especificamente através da tarifa de uso global do sistema (Lamy, 2013).

Com a transposição do segundo pacote de diretivas europeias para o ordenamento jurídico nacional, e em cumprimento da exigência de separação entre as atividades de transporte e comercialização de energia, a REN deixou de gerir os CAE. Para assegurar a continuidade dessa gestão dentro do Grupo REN, foi criada a empresa REN Trading, S.A., à qual passou a caber essa responsabilidade.

Com a evolução para um mercado concorrencial de eletricidade no contexto ibérico, os CAE passaram a ser vistos como um obstáculo à livre entrada de novos agentes no setor, contrariando os princípios da competitividade. Neves (2017) sublinha que, nesse cenário, e no âmbito dos compromissos assumidos por Portugal e Espanha para a criação do MIBEL, tornou-se necessário pôr fim antecipadamente aos CAE.

A substituição desses contratos foi formalizada com o Decreto-Lei n.º 240/2004, que, em articulação com acordos bilaterais assinados entre os dois países, visou alinhar o modelo nacional às exigências de um mercado integrado e concorrencial. Martins (2020) aponta que a extinção antecipada dos CAE exigiu a criação de um mecanismo compensatório aos produtores afetados, resultando na implementação dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).

Lamy (2013) explica que com a adoção do novo modelo, os produtores passaram a comercializar toda a energia diretamente no mercado. Para garantir a estabilidade financeira

desses agentes, previu-se um sistema de ajustamento: quando a receita de mercado fosse inferior ao montante que receberiam sob os CAE, os produtores seriam compensados por meio das tarifas reguladas, especialmente pela tarifa de uso global do sistema. Por outro lado, se a receita de mercado superasse os valores anteriormente assegurados pelos CAE, os produtores deveriam devolver a diferença ou ver esse montante compensado futuramente nas tarifas.

A adesão ao novo regime foi ampla: dos 39 CAE vigentes à época, 37 foram encerrados até o final de 2007, demonstrando a eficácia da reforma regulatória e seu alinhamento com os objetivos de modernização e integração do setor elétrico ibérico (Neves, 2017).

Com a criação do MIBEL, o processo de liberalização do mercado atacadista português deu um salto significativo ao integrar-se em um modelo híbrido que supera as configurações anteriormente adotadas tanto na Espanha quanto em Portugal – caracterizadas, respectivamente, pela predominância do sistema de *pool* e pela contratação bilateral física obrigatória (Baptista, 2014). Conforme descrito anteriormente, a comercialização de energia elétrica no mercado compartilhado passou a ser realizado por meio de dois ambientes: um mercado *spot* e um mercado a prazo.

No âmbito do mercado de varejo de eletricidade, a liberdade de escolha do supridor de energia foi instituída para todos os consumidores a partir de 2006. Silva (2016) destaca que com a liberalização do varejo de eletricidade, estava prevista a eliminação gradual das tarifas reguladas, e de maneira semelhante ao observado na Espanha, foram constituídos dois mercados de comercialização: o mercado livre e o mercado regulado. No mercado livre, o consumidor passou a dispor do poder de escolha diante de um *pool* de ofertas de tarifas de energia praticadas pelas empresas comercializadoras em regime de concorrência. Já no mercado regulado, as tarifas passaram a ser definidas pela ERSE e operacionalizadas tanto pelas comercializadoras de mercado quanto pelo SUI – denominado Comercializador de Último Recurso (CUR).

Santos (2014) explica que o CUR é uma sociedade juridicamente independente das demais entidades que atuam no SEN e tem como principal atribuição o cumprimento das obrigações associadas ao serviço público universal de fornecimento de eletricidade. Essas obrigações consistem em assegurar o abastecimento de energia elétrica, especialmente em situações que envolvam consumidores em baixa tensão, nas seguintes circunstâncias:

- i. Quando os comercializadores em regime de mercado não disponibilizam tarifas reguladas ou transitórias previstas legalmente;

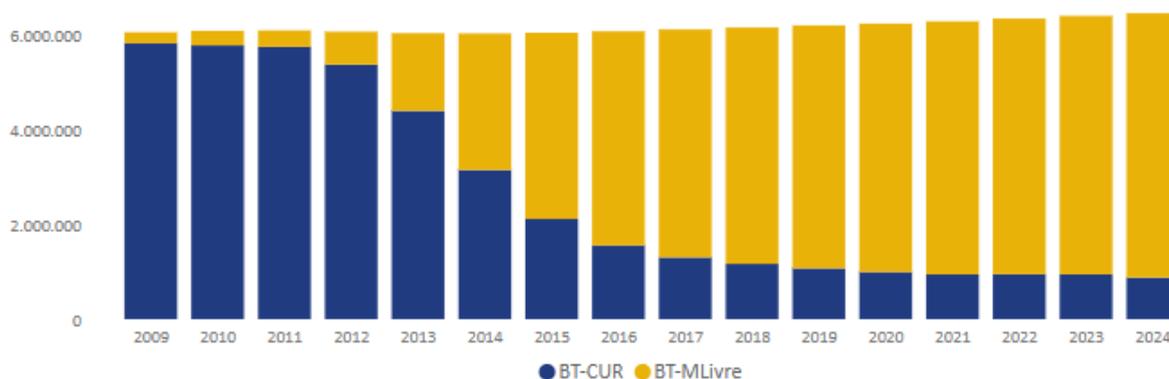
- ii. Para garantir o fornecimento a consumidores economicamente vulneráveis, após a eliminação das tarifas reguladas ou transitórias;
- iii. Em casos em que o comercializador de mercado não possa continuar a operar, como em situações de insolvência;
- iv. E em zonas onde não haja oferta de fornecimento por parte dos comercializadores em regime de mercado, durante o período em que essa indisponibilidade se verificar.

Ao contrário do modelo espanhol, que contempla múltiplos SUI, Portugal adota um único CUR como agente específico do SEN, cuja atuação depende de licença administrativa. Essa licença foi inicialmente concedida à empresa EDP Serviço Universal S.A., posteriormente rebatizada como SU Eletricidade, entidade juridicamente separada das demais empresas do Grupo EDP envolvidas nas outras atividades do setor elétrico (Santos, 2014).

Para atender seus consumidores, o CUR pode adquirir energia tanto por meio de instrumentos regulados, como os leilões, quanto por mecanismos de mercado, como o mercado atacadista e contratos bilaterais. Sua missão legal é assegurar o fornecimento de eletricidade a preços acessíveis, verificáveis e transparentes, mediante a gestão eficiente das modalidades de contratação com vistas à obtenção do menor custo de aquisição possível (Silva, 2016).

De forma geral, o processo de liberalização do setor elétrico em Portugal vem se desenvolvendo de forma gradual e contínua, mesmo diante dos desafios impostos pela crise energética e pela instabilidade iniciada no último trimestre de 2021. A promessa de eliminação progressiva das tarifas reguladas, incluindo todos os consumidores — até mesmo os residenciais — a partir de janeiro de 2013, tem desempenhado um papel relevante ao incentivar a migração para o mercado liberalizado, ainda que tenha sido alvo de sucessivos adiamentos, conforme ilustra o Gráfico 8.

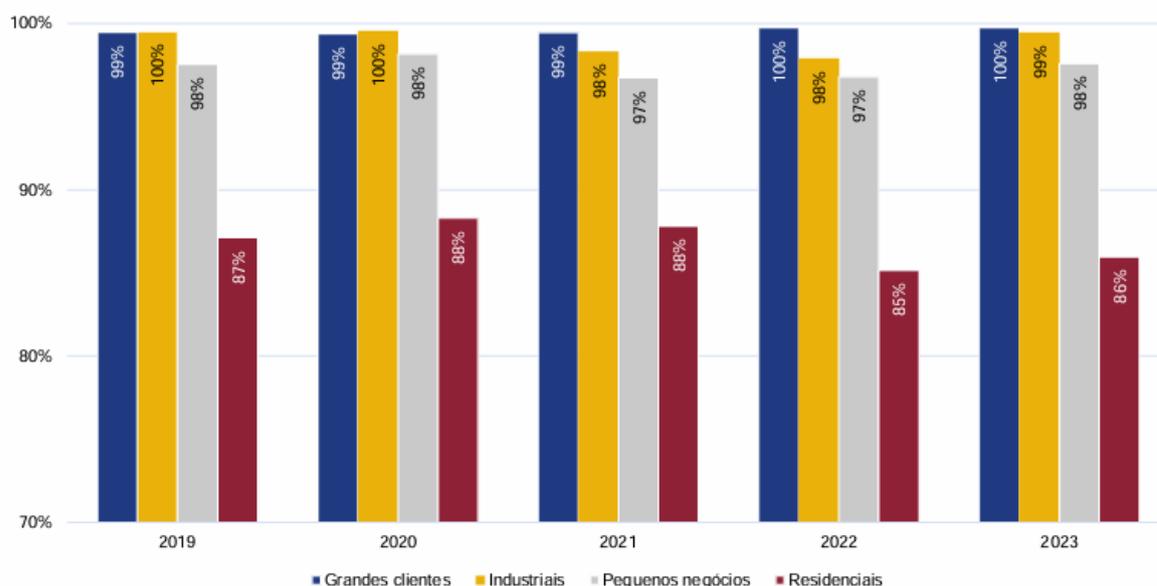
Gráfico 8: Evolução da participação dos consumidores nos mercados livre e regulado em Portugal: 2009-2024.



Fonte: ERSE (2024).

Apesar do contexto desfavorável que marcou o ano de 2023, impactado pelos efeitos da Guerra na Ucrânia iniciada em 2022, o segmento liberalizado conseguiu preservar os níveis de consolidação alcançados nos períodos anteriores, evidenciando a resiliência do modelo. O Gráfico 9 apresenta que, em 2023, a quase totalidade do consumo associado aos grandes consumidores, ao setor industrial e aos pequenos negócios foi suprida por comercializadores em regime de mercado. No que diz respeito ao segmento residencial, embora este continue a apresentar o menor nível de adesão ao mercado liberalizado, verificou-se um crescimento de um ponto percentual em comparação com o ano anterior. Assim, cerca de 86% dos clientes residenciais encontravam-se, em 2023, integrados no mercado livre.

Gráfico 9: Evolução da participação dos consumidores nos mercados livre, por segmento: 2019-2023.

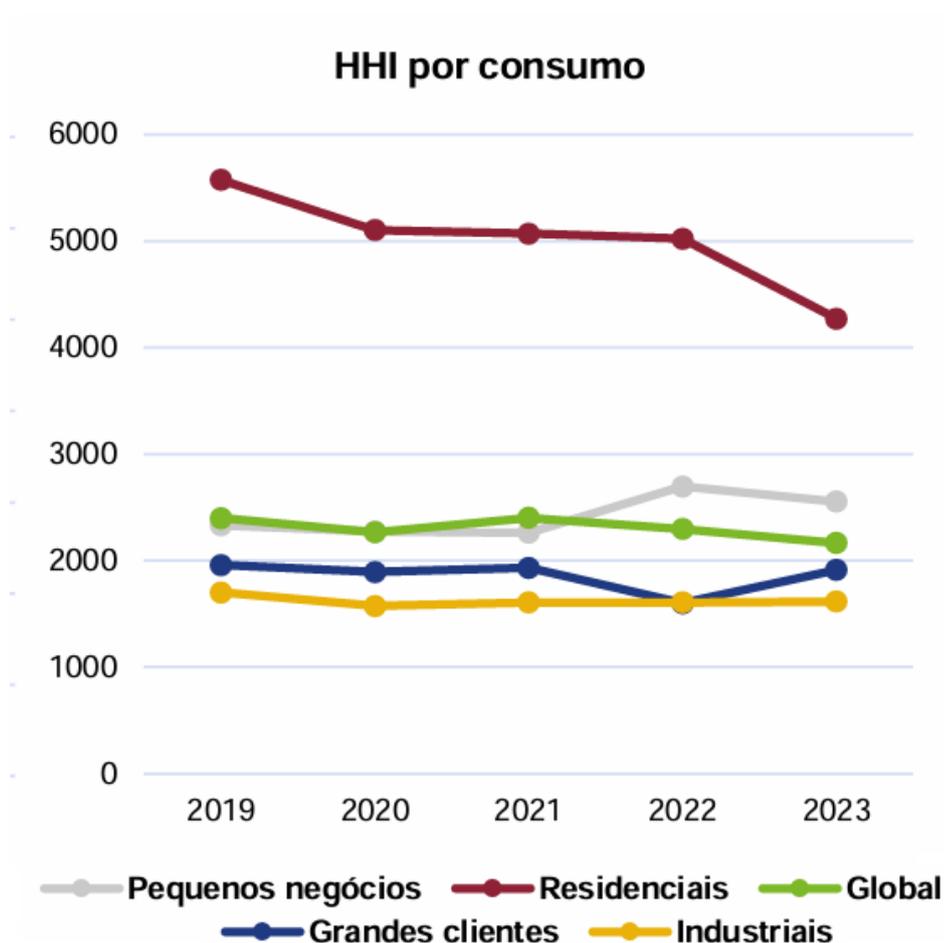


Fonte: ERSE (2024).

Embora o mercado liberalizado venha apresentando uma trajetória de crescimento, a concentração global do setor ainda se mantém elevada, principalmente em decorrência da concentração no segmento residencial. No entanto, desde 2019, observa-se uma tendência de redução do HHI, particularmente quando analisado com base no número de clientes, como demonstrado no Gráfico 10. A análise segmentada do mercado liberalizado revela que, em 2023, os segmentos compostos por grandes consumidores e clientes industriais se destacaram como os mais competitivos, tanto em termos de número de clientes quanto de volume de

consumo, apresentando níveis de HHI inferiores a 2.000. Em contraste, o segmento residencial permanece como o mais concentrado do mercado.

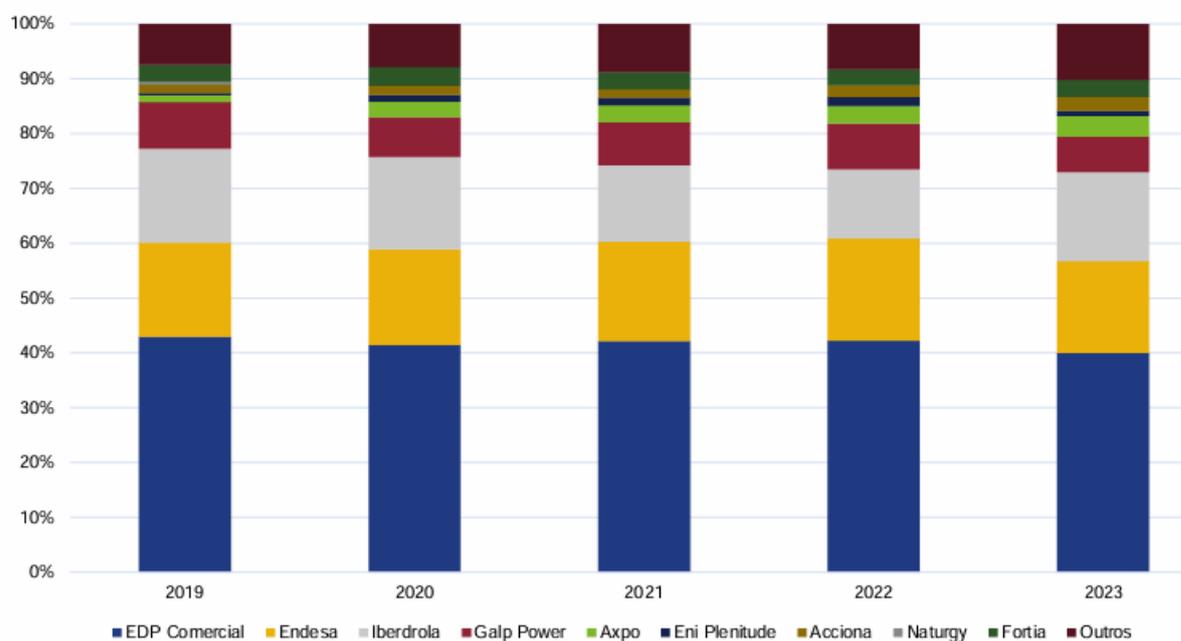
Gráfico 10: Evolução do HHI do setor elétrico português, por segmento de consumo: 2019-2023.



Fonte: ERSE (2024).

A estratégia comercial adotada por cada agente do setor é refletida na variação de seus respectivos *market-share*, tanto em termos de consumo como de número de clientes, considerando os diferentes segmentos. A elevada participação da EDP Comercial — empresa líder no mercado de energia, especialmente no segmento residencial — constitui o principal fator responsável pelo atual nível de concentração do mercado. Em 2023, a empresa foi responsável por aproximadamente 40% do volume de eletricidade comercializado no mercado livre (vide Gráfico 11). Ainda assim, é relevante destacar que, desde 2019, foi registrada uma redução de cinco pontos percentuais no seu *market-share*, sinalizando um movimento gradual de diversificação por parte dos consumidores.

Gráfico 11: Evolução do *market-share* das comercializadoras de energia elétrica em Portugal: 2019-2023.



Fonte: ERSE (2024).

No âmbito da diferenciação de imagem das empresas constituintes dos grupos verticalmente integrados, Furtado (2021) sublinha que Portugal instituiu a separação de marca e logotipo como parte das medidas para promover a concorrência e garantir a neutralidade das atividades reguladas frente às atividades de mercado. Em conformidade com as diretrizes europeias (em especial a Diretiva 2009/72/CE), o regulamento nº 632/2017 da ERSE estabeleceu que as empresas responsáveis pela distribuição de eletricidade não poderiam compartilhar a mesma marca, logotipo ou elementos de identidade visual com as empresas de comercialização do mesmo grupo económico.

A separação visava impedir que o consumidor fosse induzido a crer que a comercializadora incumbente (que integrava as atividades de distribuição e comercialização no período anterior) era a única ou a mais segura opção, favorecendo condições mais equitativas para a competição no mercado livre. Para tanto, foram criadas novas identidades visuais para as atividades reguladas.

Um exemplo marcante foi a transformação da imagem da EDP Distribuição, operadora da rede de distribuição, para E-REDES em 2021, com logotipo, nome e comunicação institucional próprios, distintos da EDP Comercial, responsável pela comercialização de energia no mercado varejista. Da mesma forma, a EDP Serviço Universal, antiga CUR do mercado

regulado, passou a se chamar SU Eletricidade – com elementos gráficos, simbólicos e comunicacionais completamente distintos das outras empresas do Grupo EDP.

6.3. POLÍTICAS DE COMUNICAÇÃO, TRANSPARÊNCIA E DE ENGAJAMENTO DO CONSUMIDOR

No âmbito legislativo europeu, a Diretiva 2009/72/CE representou o marco inicial para o desenvolvimento de redes inteligentes de energia elétrica, ao estabelecer diretrizes para a modernização das infraestruturas de distribuição e incentivar a eficiência energética, além de fomentar a participação ativa dos consumidores no mercado. Essa norma determinou que os Estados-Membros, mediante avaliação econômica favorável, deveriam definir um cronograma para a implementação de sistemas de medição inteligente, com a meta de alcançar, até 2020, a cobertura de pelo menos 80% dos consumidores (Comissão Europeia, 2009).

Em Portugal, a transposição da Diretiva ocorreu por meio do Decreto-Lei n.º 78/2011, que condicionou a adoção dos medidores inteligentes à realização de uma análise econômica de longo prazo pela ERSE, a fim de avaliar custos, benefícios e a viabilidade da solução mais eficiente, bem como o prazo adequado para a sua implementação.

Os estudos entregues pela ERSE ao governo em junho de 2012 identificaram uma fundamentação econômica favorável à adoção desses dispositivos, destacando benefícios como a melhoria na qualidade do serviço — com redução do tempo de resposta a falhas e eliminação de estimativas de consumo na faturação — a possibilidade de intervenções remotas, o incentivo a práticas de consumo mais conscientes, o suporte à geração descentralizada e ao autoconsumo, o fortalecimento do combate às perdas não técnicas e a otimização do planejamento e gestão da rede elétrica (ERSE, 2022a).

Em decorrência dessas conclusões, foi publicada a Portaria n.º 231/2013, que definiu os requisitos técnicos e funcionais dos medidores inteligentes, regulamentando também a disponibilização de informações aos consumidores, as regras de faturação e o modelo de financiamento dos custos associados à instalação desses sistemas.

A evolução da instalação dos medidores inteligentes ocorreu de forma progressiva e consistente, refletindo a eficácia da proposta regulatória. Até o final de 2021, mais de 70% dos consumidores de baixa tensão já contavam com esses dispositivos, superando significativamente os 52% registrados no ano anterior. Esse avanço prosseguiu nos anos seguintes, alcançando 86% em 2023, e 100% das instalações em Portugal continental no final

de 2024 — o equivalente a aproximadamente 6,6 milhões de unidades, das quais cerca de 5 milhões já plenamente integradas às redes inteligentes. Essa integração possibilitou o acesso a serviços regulados, como a coleta remota diária de leituras e perfis de carga, a disponibilização de dados em plataforma digital e a execução remota de serviços, consolidando a modernização do sistema de medição e gestão do consumo de energia elétrica (ERSE, 2022a).

No âmbito das políticas de transparência e comunicação, desde agosto de 2022, a ERSE passou a disponibilizar uma lista interativa dos preços das ofertas comerciais de energia no mercado, permitindo aos consumidores acompanhar a evolução constante dos preços e identificar as opções mais vantajosas de eletricidade e gás natural (Figura 4 e Figura 5 abaixo). Do ponto de vista regulamentar, permanece em vigor a exigência de que os comercializadores com mais de cinco mil clientes tornem públicas as suas ofertas comerciais e as condições gerais aplicáveis aos contratos.

Figura 4: Lista interativa de ofertas comerciais do mercado varejista de Portugal.



Fonte: ERSE (2025a).

Figura 5: Exemplo de ofertas comerciais disponíveis na lista interativa disponibilizada pela ERSE.

The screenshot shows the ERSE website interface for selecting commercial offers. It is organized into three steps:

- 1.º Passo - Escolha o tipo de contrato:** Options include Gás Natural, Dual (ELE+GN), and Eletricidade.
- 2.º Passo - Escolha o seu tipo de consumo:** Options include Empresarial and Residencial.
- 3.º Passo - Escolha uma oferta comercial:** A table displays available offers from EDP.

Comercializador	Oferta Comercial	Condições Comerciais
edp	Indexada média DD + FE	proveniente de fontes 100% renováveis. Esta oferta está indexada ao Mercado Spot de eletricidade (OMIE), estando sujeita à volatilidade de preços do mercado grossista. Os preços de energia são calculados com base no preço médio dos produtos futuros para os próximos 12 meses (0,06659 €/kWh). Contratação: Presencial, Telefónica. Pagamento: Débito Direto. Faturação: Fatura eletrónica. Outras características da oferta comercial: Conforme estabelecido nas condições gerais do contrato. Atualização dos preços em função das alterações nas tarifas de acesso às redes aprovadas pela ERSE. Oferta a preços indexados para a eletricidade, com preço da componente de energia indexado ao valor médio registado no mercado grossista de eletricidade (OMIE PT) verificado no período de consumo. .
edp	Eletricidade DD ou FE	Oferta da EDP Comercial para eletricidade, com desconto por aderir ao pagamento por débito direto ou à fatura eletrónica. Esta oferta comercial está disponível apenas para clientes com oferta de preço fixo da EDP Comercial (não aplicável às ofertas de preço indexado). A oferta apresenta condições de energia elétrica proveniente de fontes 100% renováveis. Contratação: Eletrónica, Presencial, Telefónica. Pagamento: Débito Direto, Multibanco, Numerário/Payshop/CTT. Faturação: Fatura eletrónica, Fatura em papel. Outras características da oferta comercial: Conforme estabelecido nas condições gerais do contrato. Atualização dos preços em função das alterações nas tarifas de acesso às redes aprovadas pela ERSE.

Fonte: ERSE (2025a).

Essa ferramenta atua de forma complementar ao simulador de preços da ERSE, apresentado na Figura 6 abaixo, instituído em conformidade com a Diretiva 2019/944/CE, a qual obriga os Estados-Membros da UE a assegurar que os consumidores residenciais e as pequenas empresas tenham acesso gratuito a instrumentos que possibilitem a comparação de ofertas comerciais, com base em informações claras sobre preços e condições contratuais, de acordo com seus perfis de consumo. Além da plataforma oficial, existem outras soluções digitais, como DECO, Payper, Poupa Energia e Selectra, que também oferecem serviços de comparação de preços no mercado (ERSE, 2022b). A disseminação desses simuladores visa fortalecer a confiança dos consumidores e promover sua participação ativa no mercado varejista de energia.

Figura 6: Simulador de preços de energia da ERSE.

The image shows the ERSE energy price simulator interface. At the top, there's a section titled "Alterar os meus dados" with various input fields: "Potência contratada" (13.8 kVA), "Opção horária" (Bi-horária), "Consumo Fora de vazio" (6540 kWh), "Vazio" (4360 kWh), and "Período de consumo" (12 Meses). Below this is a "Resultados (21)" section with filters for "Segmento" (Empresas), "Contratação", "Faturação", "Pagamento", and "Valor da fatura". Three offers are displayed: "ibelectra" with "Valor Anual" 1737,02€, "coopernico" with "Valor Anual" 1805,79€, and "axpo" with "Valor Anual" 1807,92€. Each offer includes details like "Oferta indexada" and "Oferta condicionada".

Fonte: ERSE (2025b).

Diante da crescente diversidade de ofertas para clientes residenciais, foram implementadas medidas para garantir um acesso mais eficiente à informação, visando apoiar decisões de consumo mais conscientes. Neste sentido, desde 2015, a ERSE definiu regras que impõem obrigações de divulgação e de uniformização das informações pré-contratuais e contratuais, por meio da adoção da ficha contratual padronizada (ERSE, 2022b). Tal instrumento visa facilitar a comparação entre as ofertas disponíveis, promovendo a concorrência no mercado de eletricidade.

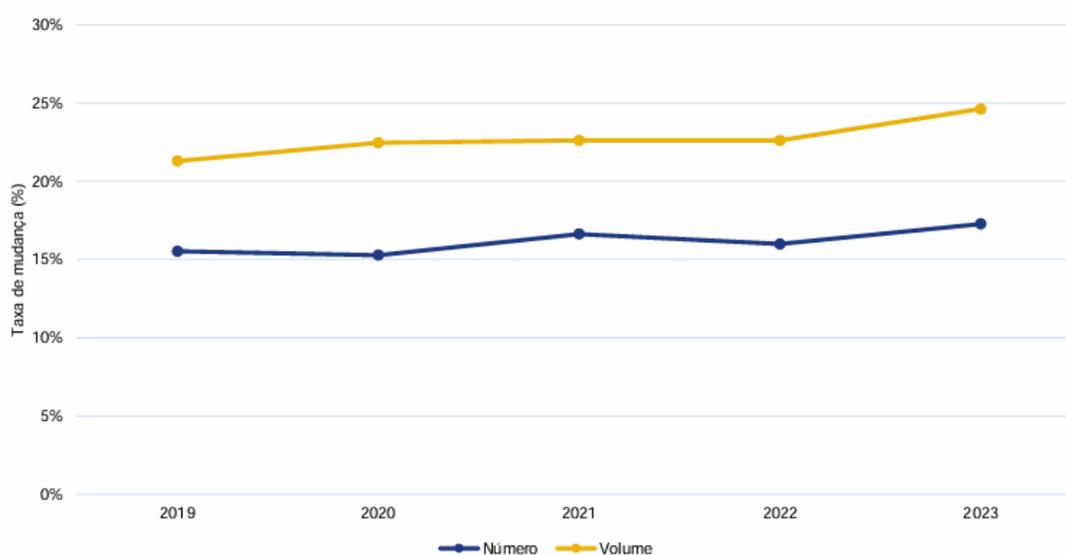
Com relação às iniciativas de *switching*, a criação do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), em 2017, representou um avanço institucional visando o fortalecimento do processo de liberalização. Ao centralizar e simplificar os procedimentos associados à mudança de fornecedor, o OLMC contribuiu significativamente para reduzir barreiras administrativas e técnicas que antes limitavam a mobilidade dos consumidores no mercado livre.

Entre as principais funções desempenhadas pelo OLMC, destaca-se a gestão de uma plataforma eletrônica dedicada à logística das mudanças de comercializador. Essa infraestrutura digital não apenas automatiza e padroniza os procedimentos, como também assegura a troca eficiente de dados entre os diversos agentes do mercado — comercializadores, operadores de rede e consumidores. Os regulamentos da ERSE estabelecem, neste sentido, que as atividades do OLMC devem respeitar, de forma rigorosa, os princípios de igualdade e transparência, assegurando que as informações obtidas não sejam utilizadas para beneficiar ou prejudicar quaisquer participantes do mercado.

Para garantir a eficácia do processo de mudança de comercializador, foram definidos procedimentos e prazos específicos para todos os agentes envolvidos, cuja aprovação compete à ERSE. Dentre as principais regras estabelecidas, destaca-se que a mudança de comercializador deve ser concluída no prazo máximo de três semanas, sendo o novo fornecedor o principal ponto de contato durante o processo. Vale ressaltar também que as características técnicas dos medidores não constituem obstáculo à mudança, salvo solicitação expressa do cliente (ERSE, 2023b).

Com relação a outro aspecto associado à mudança de comercializador, em 2023, as taxas de mudança de comercializador mantiveram-se elevadas, com cerca de 17% dos consumidores de eletricidade optando por novos fornecedores (vide Gráfico 12 abaixo). Este dinamismo reflete uma tendência de crescimento constante desde 2019, tanto no número de clientes como no volume de consumo associado.

Gráfico 12: Evolução das taxas de mudança de comercializador: 2019 a 2023.



Fonte: ERSE (2024).

A multiplicidade de tarifas de energia elétrica em Portugal desempenhou um papel central na consolidação do processo de liberalização do setor elétrico, ao proporcionar maior flexibilidade e poder de escolha aos consumidores. A introdução de diferentes modalidades tarifárias representou um avanço significativo em relação ao modelo anterior, mais rígido e centralizado. Com o surgimento de ofertas comerciais diferenciadas, os consumidores passaram a adaptar seu consumo às suas preferências de risco e perfil de uso, o que contribuiu para dinamizar a concorrência entre os fornecedores e ampliar o alcance do mercado liberalizado.

No mercado português, as ofertas comerciais passaram a se organizar principalmente em três grandes categorias (ERSE, 2025c):

- i. Ofertas fixas: voltadas a consumidores que buscam previsibilidade e estabilidade, garantem um valor constante para a energia ao longo de todo o contrato, independentemente das oscilações do mercado;
- ii. Ofertas dinâmicas: acompanham em tempo real as flutuações do mercado atacadista de eletricidade, refletindo variações horárias de preços e exigindo dos consumidores maior atenção ao momento do consumo;
- iii. Ofertas a preços indexados: representam uma alternativa intermediária, em que os preços variam com menor frequência — podendo ser semanal, mensal ou trimestral — permitindo certo grau de adaptação às condições de mercado, sem a exposição constante típica dos preços dinâmicos.

Além da diversificação tarifária, outro fator que impulsionou a liberalização foi a crescente sofisticação das estratégias comerciais adotadas pelas empresas comercializadoras. Buscando diferenciar-se em um ambiente competitivo, essas empresas passaram a oferecer não apenas energia, mas também um conjunto de produtos e serviços personalizados, voltados à gestão eficiente do consumo e à fidelização do cliente. Entre esses serviços, destacam-se consultorias energéticas, soluções de monitoramento em tempo real do uso da energia, tarifas diferenciadas para veículos elétricos, apoio à instalação de painéis fotovoltaicos, planos com certificação de origem renovável etc. (ERSE, 2025c).

Essas estratégias comerciais contribuem para criar relações contratuais mais dinâmicas, nas quais o valor percebido vai além do preço da energia, incorporando aspectos como personalização da experiência do cliente, internalização de novas tecnologias e foco na eficiência energética.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nas últimas décadas, o processo de liberalização do SEB tem se consolidado como uma realidade a partir de reformas estruturais que redefiniram a ingerência do Estado sobre o setor, fortaleceram a participação consistente dos agentes privados em todos os segmentos da cadeia produtiva, promoveram uma reorganização institucional dos mercados de energia e, mais recentemente, vêm ampliando a participação dos consumidores no ambiente concorrencial de comercialização de energia.

Apesar dos avanços observados, o processo de abertura do mercado de energia permanece parcial, uma vez que os consumidores de menor porte — particularmente os do setor residencial — ainda não dispõem de autonomia para selecionar seus fornecedores de energia. Com isso, a agenda atual de modernização tem como foco o aprimoramento das medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura gradual do mercado livre para todos os consumidores, incluindo as regras de transição para os consumidores.

O objetivo, conforme apresentado nas Consultas Públicas que tratam do tema, é garantir o fornecimento de energia ao menor custo possível, a liberdade de escolha para o consumidor e a correta precificação de atributos e alocação de custos e riscos visando a sustentabilidade da expansão da infraestrutura de energia elétrica.

Nos últimos anos, em âmbito internacional, a crescente relevância das questões ambientais e a intensificação das políticas voltadas à mitigação das mudanças climáticas conferiram à descarbonização um papel estratégico na agenda do setor elétrico. Nesse contexto, torna-se essencial que as iniciativas de liberalização do mercado de energia sejam conduzidas de forma integrada a estratégias voltadas à diminuição das emissões de GEE. Dessa forma, impõe-se a necessidade de se refletir sobre mecanismos que possibilitem a articulação entre esses dois processos — liberalização e descarbonização — de maneira sinérgica, especialmente diante de um cenário marcado por rápidas inovações tecnológicas.

Para além das preocupações ambientais, a incorporação de tecnologias emergentes vinculadas à descentralização e à digitalização — igualmente vetores da transição energética — exerce papel central na dinâmica de abertura dos mercados de energia. A crescente adoção de sistemas de geração distribuída tem facilitado a inserção de novos participantes no setor, impulsionada pela redução dos custos das fontes renováveis (especialmente eólica e solar). Paralelamente, o avanço acelerado das tecnologias digitais de informação e comunicação amplia as possibilidades de gerenciamento do sistema elétrico, promovendo maior flexibilidade

na gestão da demanda. Logo, essa mudança de paradigma desperta nos *policymakers* o entendimento de que ajustes ao arcabouço político-regulatório são fundamentais para a modernização das redes de eletricidade.

A premissa fundamental que orienta o processo de modernização do setor elétrico é que a consolidação de mercados competitivos contribui para o fortalecimento do papel do consumidor, resultando em benefícios significativos do ponto de vista do bem-estar. Entre os efeitos esperados, destacam-se a possibilidade de redução tarifária ou de ganhos de eficiência econômica, a intensificação da concorrência entre os agentes, a incorporação de inovações tecnológicas e o desenvolvimento de novos modelos de negócios.

Contudo, a mera implementação da concorrência não tira a responsabilidade do poder público de coordenar a regulação e coordenação dos novos mercados. Em Berg (2001), por exemplo, aponta-se que o sistema de governança regulatória é um dos principais determinantes da credibilidade pública para os investidores e, além de afetar as percepções públicas, afeta o desempenho real das indústrias. Neste sentido, são necessárias regras claras e transparentes capazes de garantir um cenário mais atrativo para investidores.

Para o caso brasileiro, as lições extraídas do modelo ibérico indicam que o avanço da liberalização requer não apenas uma estrutura regulatória robusta, mas também o comprometimento com a implementação efetiva de uma desverticalização das atividades produtivas, de mercados competitivos nos segmentos de atacado e varejo e de políticas ativas de engajamento dos consumidores.

À semelhança das demais experiências internacionais, o processo de desverticalização da cadeia de valor se destacou como um dos pilares centrais da modernização do mercado elétrico dos países ibéricos. Um dos elementos mais relevantes observados nesses países é a separação clara entre as atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica.

No caso do SEB, esta separação foi realizada parcialmente já na primeira fase do processo de liberalização, durante a década de 1990. Entretanto, um dos elementos mais relevantes deste processo, que é a separação clara entre as atividades de distribuição e comercialização de energia, não se estendeu ao segmento de baixa tensão, vigorando apenas para o ACL.

Embora a separação institucional e operacional tenha sido essencial para assegurar a imparcialidade do operador da rede em relação às operações de contratação de energia —

prevenindo conflitos de interesse e promovendo condições equitativas de acesso à infraestrutura elétrica — essa configuração também impediu que os pequenos consumidores (especialmente os residenciais) auferissem os benefícios decorrentes da liberalização do mercado.

No caso ibérico, a trajetória de desverticalização foi acompanhada por um processo gradual de separação das atividades, inicialmente em bases contábeis, evoluindo para desmembramentos jurídicos, conforme estipulado pelas diretivas da União Europeia. Assim, a adoção progressiva da separação contábil, jurídica e operacional entre as atividades de distribuição e comercialização, com regras sólidas para garantir a independência de sociedades que compõem o mesmo grupo empresarial, é uma etapa necessária para completar o processo de abertura do mercado elétrico brasileiro, com vistas a promover maior eficiência alocativa, dinamismo concorrencial e ampliação das opções para os consumidores.

No âmbito da consolidação dos mercados de comercialização de energia, é fato reconhecido que o SEB apresenta diversas assimetrias alocativas entre os consumidores enquadrados no ACR e ACL, como questões de contratos legados e distorções trazidas por diversos subsídios ao longo do tempo, que se opõem às melhores práticas internacionais.

Apesar desses desafios, entende-se que tais questões não devem obstruir a abertura do mercado, desde que se preserve a segurança jurídica dos contratos existentes, fator essencial para a consistência do marco legal-regulatório, a atração de investimentos de longo prazo e o crescimento em bases sólidas do setor. No caso dos contratos legados, a experiência portuguesa constitui um caso emblemático de transição bem-sucedida, no qual a flexibilidade regulatória foi utilizada como um instrumento de mediação entre segurança jurídica e adaptação institucional.

A extinção antecipada dos contratos legados foi acompanhada da criação de um mecanismo de compensação financeira que garantiu a estabilidade dos produtores afetados. A energia passou a ser negociada diretamente no mercado, com previsão de ajustes tarifários caso as receitas de mercado fossem inferiores ou superiores aos valores dos contratos anteriores. A ampla adesão ao novo modelo evidenciou a efetividade da reforma regulatória portuguesa, ao mesmo tempo em que fortaleceu a dinâmica concorrencial do setor. À luz do argumento presente em Cowen *et al.* (2000), a flexibilidade regulatória, nesse contexto, não significou arbitrariedade, mas sim a capacidade institucional de ajustar regras previamente estabelecidas de forma coordenada e previsível, assegurando a estabilidade dos fluxos contratuais e a integridade do ambiente de negócios.

De maneira similar, as propostas apresentadas nas Consultas Públicas no Brasil sugerem uma transição gradual e escalonada, vinculada à redução progressiva dos contratos legados. Essa abordagem busca assegurar o equilíbrio econômico-financeiro ao setor e minimizar impactos tarifários tanto para consumidores livres quanto para aqueles que permanecerão vinculados ao mercado regulado.

No âmbito dos mercados concorrenciais, a experiência do MIBEL indica que, assim como se observa no SEB, a instituição de um mercado marginalista baseado na concorrência entre produtores de energia aliado a penetração crescente de fontes renováveis, caracterizadas por custos marginais mais baixos, permite a redução dos preços nos mercados atacadistas. No caso do mercado a prazo, a relevância menor dentro do MIBEL se deve ao fato de que os comercializadores (inclusive os de referência, no caso espanhol, que praticam o PVPC) estão expostos ao preço do mercado *spot*, que possui maior liquidez e preços mais competitivos.

Por outro lado, a criação do SUI desempenha papel fundamental na consolidação e expansão do mercado varejista de energia elétrica, ao assegurar uma estrutura de proteção aos consumidores em situações de vulnerabilidade social. Trata-se, portanto, de um mecanismo indispensável para garantir a continuidade do fornecimento e a estabilidade do processo de liberalização.

No contexto ibérico, os modelos de SUI adotados por Portugal e Espanha apresentam diferenças estruturais importantes. Portugal optou por instituir um único CUR, com cobertura nacional e estrutura independente das demais atividades do grupo econômico. Este arranjo se revelou adequado para um país de pequena dimensão territorial e com um mercado consumidor pequeno, o que permite uma operação centralizada e eficiente.

Contudo, esse modelo não se mostra ideal para o caso brasileiro, dadas as características geográficas e demográficas substancialmente distintas. O Brasil apresenta um território extenso, grande heterogeneidade regional e um mercado consumidor descentralizado, com um número significativo de consumidores vulneráveis. Nessas condições, a adoção de múltiplos SUI, nos moldes do modelo espanhol, é a alternativa mais compatível com a realidade nacional. As Consultas Públicas recentes do MME vêm sinalizando a possibilidade de designar as distribuidoras incumbentes como SUI. É possível afirmar que se trata de uma estratégia racional e eficiente, já que estas empresas possuem experiência consolidada no atendimento ao consumidor final, domínio da infraestrutura local e capacidade operacional para lidar com os encargos regulatórios inerentes ao papel de supridor de última instância.

No entanto, para assegurar a efetividade e legitimidade desse arranjo, é fundamental incorporar dois atributos adicionais ao modelo de SUI:

- i. Estabelecimento de regras claras para a atuação do SUI, especialmente quanto aos procedimentos de suspensão e religamento do fornecimento, bem como critérios objetivos para o enquadramento de consumidores em categorias de vulnerabilidade. É imprescindível a implementação de um programa nacional de comunicação, acessível e abrangente, que esclareça de forma didática os direitos, deveres, riscos e oportunidades associados à migração para o mercado livre, bem como o papel do SUI nesse novo contexto;
- ii. Garantia da proteção social aos consumidores domésticos vulneráveis, por meio de instrumentos de política social vinculados à atuação do SUI, e não por meio de interferências tarifárias. A experiência espanhola, de replicação do preço do mercado diário para a tarifa regulada, representa uma medida relevante para preservar a integridade econômica do mercado e fomentar a concorrência no mercado varejista.

A redução de barreiras à entrada de novos agentes também se configura como um fator crucial para o fortalecimento da concorrência no mercado varejista. A experiência ibérica evidencia a relevância de criar um ambiente regulatório que favoreça o ingresso e a permanência de comercializadores no mercado, ampliando as opções disponíveis ao consumidor final e promovendo eficiência econômica.

No caso espanhol, a elevada quantidade de comercializadoras em operação — a maior entre os países da União Europeia — demonstra um mercado dinâmico, no qual as barreiras regulatórias e operacionais à entrada são relativamente baixas. Essa facilidade de ingresso contribuiu para o surgimento de um ambiente competitivo robusto, que favorece a inovação nos modelos de negócios e o desenvolvimento de ofertas comerciais mais atrativas para os diversos perfis de consumo. Contudo, a abertura ampla do mercado também exigiu atenção regulatória para garantir a solidez financeira e a sustentabilidade operacional das empresas comercializadoras.

Para o caso brasileiro, essas lições são particularmente relevantes, pois já se observa um ambiente caracterizado por barreiras de entrada reduzidas no ACL, o que tem favorecido a participação de novos comercializadores e contribuído para o fortalecimento da concorrência no segmento de comercialização como um todo. Assim, os *policymakers* devem buscar ao mesmo tempo: manter a simplicidade, previsibilidade e transparência nos processos de

licenciamento das empresas; e assegurar mecanismos de mitigação de risco e exigências de robustez financeira, de modo a evitar problemas de continuidade no fornecimento ou falhas sistêmicas que possam comprometer a confiança dos consumidores no novo modelo.

Essa realidade oferece um terreno propício para a aplicação de princípios de *better regulation*, que sinaliza que políticas públicas mais eficazes decorrem de abordagens racionais e proporcionais à formulação regulatória. Tais estratégias não apenas reduzem custos de conformidade e promovem o dinamismo e a participação de novos agentes no setor, como também evitam distorções de mercado provocadas por regulações excessivamente restritivas (Baldwin, Cave e Lodge, 2013).

A diferenciação de identidade visual também constituiu uma ação pró-concorrência decisiva nas experiências ibéricas. A exigência de distinção entre marcas foi uma resposta normativa às preocupações com a transparência e a neutralidade regulatória, especialmente diante da possibilidade de confusão por parte dos consumidores. Nos casos de grupos verticalmente integrados, o uso de identidades visuais similares entre empresas do mesmo grupo pode induzir os consumidores a associar maior credibilidade, segurança ou preferência à comercializadora do grupo incumbente, em detrimento de concorrentes independentes.

No contexto brasileiro, essa medida não deve ser vista como um aspecto meramente estético, mas como um componente fundamental para garantir a transparência, promover maior clareza na identificação das empresas e criar um ambiente competitivo saudável. Em um mercado emergente e ainda em fase inicial de abertura como o brasileiro, o fortalecimento da confiança do consumidor é indispensável para a efetividade do modelo liberalizado.

No âmbito das políticas de engajamento e empoderamento do consumidor, a implantação dos medidores inteligentes representa um pilar fundamental da nova dinâmica do mercado varejista de energia. A disseminação desses equipamentos viabiliza, por um lado, a maior autonomia e participação ativa dos clientes na gestão do consumo de energia e, por outro, a coleta remota de dados e a execução de serviços à distância pelas distribuidoras e o surgimento de novos serviços personalizados por parte das comercializadoras.

A experiência ibérica revela a importância dos aspectos de planejamento e regulação para a eficiência do processo de implementação dos medidores. A obrigação legal de que as distribuidoras espanholas apresentassem planos de instalação às autoridades regionais e cumprissem prazos definidos contribuiu para uma execução eficiente e alinhada às metas da política setorial. Em Portugal, a regulação incluiu não apenas aspectos técnicos dos

equipamentos, mas também regras de faturamento, acesso às informações pelos consumidores e mecanismos de financiamento para o *roll-out* dos medidores.

Para o caso brasileiro, a adoção em larga escala desses dispositivos é indispensável para criação de um mercado competitivo e centrado no consumidor. Em ANEEL (2017), aponta-se que as abordagens regulatórias baseadas em comando e controle têm se revelado menos eficazes, em comparação com outros instrumentos econômicos, no estímulo à inovação na gestão técnico-econômica de ativos e na formulação de novos modelos de negócio por parte dos agentes setoriais.

Portanto, para que esse processo seja viável e justo, é crucial definir um modelo de cobertura eficiente dos custos de implementação, que preserve o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, sem onerar excessivamente os consumidores (de forma aderente aos princípios da regulação por incentivos). Esse modelo deve considerar a amortização dos investimentos ao longo do tempo e mecanismos regulatórios que incentivem o cumprimento das metas de instalação, assegurando o acesso equitativo aos benefícios da tecnologia.

As campanhas de conscientização e o desenvolvimento de ferramentas digitais de apoio ao consumidor também são fundamentais para uma abertura sustentável do mercado varejista de energia elétrica. Essas iniciativas promovem a redução da assimetria de informação, condição essencial para que os consumidores possam tomar decisões informadas, fortalecendo sua confiança nas transações de mercado e estimulando a concorrência entre comercializadoras.

Tanto na Espanha quanto em Portugal, a criação de plataformas de comparação de ofertas e simuladores de preços — sob regulação direta das autoridades setoriais — tem ampliado o acesso dos consumidores a informações claras, objetivas e atualizadas sobre as condições comerciais praticadas. No caso espanhol, a ferramenta mantida pela CNMC tornou-se referência ao garantir neutralidade e transparência, além de impulsionar uma competição saudável entre agentes ao permitir que as empresas monitorem sua posição frente às demais. Em Portugal, a ERSE implementou mecanismos similares, exigindo que comercializadoras com número relevante de clientes divulguem publicamente suas ofertas.

Dessa forma, a experiência brasileira pode se inspirar nos modelos ibéricos para estruturar mecanismos eficazes de apoio à abertura do mercado varejista de energia. A criação de uma plataforma oficial de comparação de ofertas e simulação de preços, sob responsabilidade da CCEE, seria um passo estratégico, dada sua expertise na coordenação do mercado e na gestão de contratos de comercialização. A CCEE reúne as condições técnicas e

institucionais necessárias para garantir a integridade, a padronização e a segurança dos dados divulgados. Simultaneamente, é desejável fomentar o desenvolvimento de plataformas alternativas, operadas por entidades privadas ou organizações da sociedade civil, desde que respeitem critérios de transparência, imparcialidade e sejam submetidas à supervisão regulatória.

Além disso, o *switching* é amplamente reconhecido como um dos principais indicadores da efetiva concorrência no mercado varejista de energia elétrica. Quando consumidores optam por mudar de fornecedor, esse comportamento sinaliza não apenas um grau elevado de engajamento, mas também impõe pressão competitiva sobre os agentes do mercado, levando-os a aprimorar suas ofertas, reduzir preços e qualificar seus serviços. A rotatividade entre comercializadores, portanto, revela-se essencial para a dinâmica concorrencial do setor, afetando diretamente a redistribuição de participação de mercado e incentivando estratégias voltadas à fidelização e atração de clientes.

Para que esse mecanismo cumpra sua função de forma eficaz, é indispensável que os procedimentos de *switching* sejam regulados por prazos e regras claras. Como observado em ambos países, a definição de um tempo máximo contribui para assegurar previsibilidade, segurança jurídica e confiança do consumidor no processo.

É oportuno destacar que, no caso brasileiro, parece não se justificar a adoção de um operador logístico centralizado, como ocorre em Portugal. A maior dimensão territorial e do mercado consumidor no Brasil tornariam essa centralização um potencial ponto de gargalo, comprometendo a agilidade e a escalabilidade do processo. Inspirando-se na experiência espanhola e também em outras experiências brasileiras de liberalização (como a do setor de telecomunicações), a estrutura mais adequada seria a responsabilização direta das comercializadoras pela execução do processo de mudança, com supervisão regulatória para garantir a conformidade com os prazos e a qualidade do atendimento ao consumidor.

Por fim, a experiência ibérica indica que a modernização tarifária constitui um elemento central para o êxito do processo de abertura do mercado de energia. A introdução de diferentes modalidades tarifárias se mostrou essencial não apenas para valorizar o protagonismo do consumidor, mas também para incentivar estratégias comerciais inovadoras por parte das empresas comercializadoras.

Adicionalmente, a criação de novas tarifas abre espaço para o desenvolvimento de modelos de negócio centrados na oferta de serviços personalizados. Os exemplos dos estudos

de caso demonstram que as comercializadoras têm buscado agregar valor por meio de soluções integradas, como serviços de gestão energética, tarifas específicas para carregamento de veículos elétricos em horários de menor demanda, planos conjuntos que englobam o fornecimento de energia elétrica e gás natural em um único contrato etc. Esses produtos reforçam o vínculo com o consumidor, transformando o fornecimento de energia em uma experiência mais completa e alinhada às tendências de servitização do setor elétrico.

Vale destacar para o caso brasileiro, porém, a importância da formulação de uma política neutra e bem planejada para a eliminação progressiva das tarifas reguladas. A manutenção dessas tarifas pode atuar como um entrave à plena consolidação do mercado livre, retardando a migração dos consumidores e reduzindo a dinâmica concorrencial do mercado.

A título de conclusão, a pesquisa se propôs a sistematizar as experiências de liberalização do setor elétrico de Espanha e Portugal a fim de subsidiar com *insights* e reflexões o processo de abertura do mercado elétrico brasileiro. O estágio da liberalização de ambos países ibéricos, assim como as semelhanças nas matrizes de energia elétrica e simetrias no processo de formação do setor elétrico – com monopólios estatais verticalizados e posterior liberalização na década de 1990 – surgiram como aspectos relevantes para a definição do estudo de caso.

Neste sentido, foi possível identificar que a política de liberalização do setor elétrico é um processo contínuo, dinâmico e condicionado pela dotação político-institucional e regulatória dos países. Por outro lado, a concepção de marcos regulatórios estáveis, transparentes e consistentes ao longo do tempo constitui um fator determinante para o envolvimento dos agentes setoriais, para a promoção efetiva da concorrência, para a promoção de investimentos e para o envolvimento dos consumidores ao longo do processo.

Tal constatação evidencia que o campo das políticas públicas requer uma combinação específica de diferentes estratégias orientadas à consecução de objetivos definidos, bem como a incorporação de elementos e atributos convergentes com os aspectos de qualidade institucional e regulatória na atualidade.

Assim, os pilares das reformas estruturais que definiram os novos desenhos de mercado para o setor elétrico dos países ibéricos (desverticalização dos segmentos da cadeia de valor, separação das atividades, liberalização dos mercados de comercialização, criação do SUI, aprimoramento dos sistemas de medição, políticas de comunicação e engajamento do consumidor, modernização tarifária etc.) se apresentam como um relevante *benchmark* para o

caso brasileiro, que se vê diante não só dos desafios inerentes a modernização setorial como também com a missão de se posicionar como uma das lideranças na transição energética justa e acessível. Portanto, espera-se que as reflexões consolidadas nesta pesquisa possam contribuir para o desenho de uma política de liberalização pautada na eficiência por meio da concorrência, com vistas à promoção de externalidades econômicas, sociais e ambientais.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL – Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica. **Mercado livre de energia elétrica celebra bodas de prata por liberdade do consumidor livre e especial**. 2020. Disponível em: <https://abraceel.com.br/press-releases/2020/07/mercado-livre-de-energia-eletrica-celebra-bodas-de-prata-por-liberdade-do-consumidor-livre-e-especial/>.

ACER – European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. **ACER-CEER Market Monitoring Report 2020**. 2021. Disponível em: <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202019%20-%20Energy%20Retail%20and%20Consumer%20Protection%20Volume.pdf>.

ALVES-MAZZOTTI, A. J. Usos e abusos dos estudos de caso. **Cadernos de pesquisa**, v. 36, n. 129, p. 637-651, 2006.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 10/2022–SRM/ANEEL**. 2022. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2022/02/NT-ANEEL-ABERTURA-DE-MERCADO-1.pdf>.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE**. 2017. Disponível em: <https://consultas-publicas.mme.gov.br/d0e2d11d-c890-4b42-bd31-02c14316e85c>.

BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. **Understanding Regulation: Theory, Strategy and Practice**. 2 ed. Oxford University Press, 2013.

BAPTISTA, T. C. **A liberalização do mercado energético em Portugal: Verdadeira concorrência?**. Dissertação (Mestrado em Direito). Universidade do Porto. Porto, p. 69, 2014.

BEATO, P. La liberalización del sector eléctrico en España ¿Un proceso incompleto o frustrado?. **Revista ICE**, nº 826, p. 259-284, 2005.

BERG, S. Infrastructure Regulation: Risk, Return, and Performance, **Global Utilities**, v. 1, p. 3-10, 2001.

BHATTACHARYYA, S. C. **Energy Economics Concepts, Issues, Markets and Governance**. 1 ed. New York: Springer, 2011.

BOLTON, R. Negotiating risks in electricity market regimes: What lessons can be learned from the history of liberalisation reform for net zero transitions?. **Energy Research & Social Science**, v. 118, 2024.

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

BRASIL. **Decreto N° 5.163 de 30 de julho de 2004**. 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm.

BRASIL. **Lei N° 8.987, de 13 de fevereiro de 1995**. 1995. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/18987cons.htm.

BRASIL. **Lei N° 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. 1996. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427cons.htm.

BRASIL. **Lei N° 10.848, de 15 de março de 2004**. 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm.

BRASIL. **Decreto N° 9.143, de 22 de agosto de 2017**. 2017. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/decreto/d9143.htm.

Cade – Conselho Administrativo de Defesa Econômica. **Guia: Análise de Atos de Concentração Horizontal**. 2016. Disponível em: <https://cdn.cade.gov.br/Portal/centrais-de-conteudo/publicacoes/guias-do-cade/guia-para-analise-de-atos-de-concentracao-horizontal.pdf>

CAMPI, M. T. C. Evolución del sector eléctrico español (1975-2015). **Revista ICE**, v. 889, 2016.

CARDOSO E SILVA et al. Electric sector modernization in Brazil: Milestones, challenges, and prospects. **Utilities Policy**, v. 90, 2024.

CASTRO, M. M. **A liberalização do mercado energético e o papel das entidades reguladoras**. Dissertação (Mestrado em Direito Público). Universidade Nova de Lisboa. Lisboa, p. 147, 2014.

CASTRO, N. **Transição Energética**. 2019. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/26_castro196.pdf. Acesso em: 10 de jun. 2024.

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

CASTRO, N.; CANEPPELE, F. L.; FRIGO, M. M. **Segurança Nacional Energética na Transição para o Baixo Carbono.** 2024. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2024/11/Gesel-Broadcast-Seguranca-Nacional-Energetica.pdf>.

CASTRO, N.; MASSENO, L.; MOSCON, L. **Novo Paradigma da Indústria Automobilística: dos veículos a combustão à mobilidade elétrica.** 2020. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/57_castro240.pdf. Acesso em: 10 de jun. 2024.

CASTRO, N.; BRANDÃO, R.; SIFFERT, N. **Brasil: Oportunidades no cenário de transição- crise energética internacional.** 2022. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2022/09/Castro_2022_09_26.pdf. Acesso em: 10 de jun. 2024.

CIARRETA, A.; ESPINOSA, M. P.; ZURIMENDI, A. El mercado español de electricidad tras la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. **Cuadernos de Información Económica**, nº 255, 2016.

CNA – Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil. **Operacionalização dos Leilões de Energia.** 2019. Disponível em: <https://www.cnabrazil.org.br/assets/images/Painel-1-HELVIO-GUERRA-MME.pdf>.

CNMC – Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. **Energía y suministros.** 2025. Disponível em: <https://data.cnmc.es/energia/energia-electrica/energia-y-suministros>.

CNMC – Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. **Actualización del estado del mercado minorista de electricidad: Flexibilidad del consumidor.** 2024. Disponível em: <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5459269.pdf>

CNMC – Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. **Expediente nº: INF/DE/018/20.** 2020. Disponível em: https://www.cnmc.es/sites/default/files/3002675_0.pdf

CNMC – Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. **INF/DE/168/18.** 2019. Disponível em: https://www.cnmc.es/sites/default/files/2420321_2.pdf

CNMC – Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. **DJV/DE/001/18.** 2018. Disponível em: https://www.cnmc.es/sites/default/files/2143403_1.pdf

CNMC – Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. **Informe solicitado por la Secretaría de Estado de Energía sobre el estado actual de adecuación a la normativa comunitaria del plan de sustitución de contadores.** 2014. Disponível em: https://www.cnmc.es/sites/default/files/1514213_10.pdf

Comissão Europeia. **Directiva 96/92/CE.** 1996. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/ALL/?uri=CELEX:31996L0092>

Comissão Europeia. **Directiva 2009/72/CE.** 2009. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/pt/TXT/?uri=CELEX%3A32009L0072>

COWEN, T.; GLAZER, A.; ZAJC, K. Credibility may require discretion, not rules. **Journal of Public Economics**, v. 76, p. 295–306, 2000.

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

DIAS, D. S.; RODRIGUES, A. P. A regulação das indústrias de rede: O caso dos setores da infraestrutura energética. **Revista de Economia Política**, v. 17, nº 3, p. 392-406, 1997.

DIAS, D. S., RODRIGUES, A. P. A tarifação da energia elétrica em ambiente econômico desregulado e competitivo: Alguns princípios e reflexões. **Pesquisa e Planejamento Econômico**, 1996.

Energía y Sociedad. **¿Es competitivo el mercado minorista de la electricidad en España?: Generando debate en el sector energético.** 2024. Disponível em: https://www.energiaysociedad.es/wp-content/uploads/2024/11/20241111_PwC_CV_Compentencia_vfdef.pdf.

EPBR. **A transição energética no Brasil: uma visão em 5 Ds.** 2022. Disponível em: <https://epbr.com.br/a-transicao-energetica-no-brasil-uma-visao-em-5d/>. Acesso em: 10 de jun. 2024.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2022.** 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/anuario-factsheet.pdf>.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. **Relatório anual sobre os mercados de eletricidade e de gás natural em 2023.** 2024. Disponível em: https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/08/C24_Portugal-NL.pdf.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. **Lista de preços de ofertas comerciais.** 2025a. Disponível em: <https://www.erse.pt/simuladores/lista-de-precos-de-ofertas-comerciais/>.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. **Simulador de preços de energia.** 2025b. Disponível em: <https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/>.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. **Tarifas e preços de eletricidade em 2025.** 2025c. Disponível em: <https://www.erse.pt/media/s4ferbrf/tarifas-e-pre%C3%A7os-2025.pdf>.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. **Relatório anual sobre os mercados de eletricidade e gás natural em 2023.** 2024. Disponível em: https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/08/C24_Portugal-NL.pdf.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. **Relatório anual sobre os mercados de eletricidade e gás natural em 2022.** 2023a. Disponível em: https://www.erse.pt/media/3pvpngys/relat%C3%B3rio_ce-2022_pt_pt.pdf.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. **Mudança de comercializador de eletricidade e gás natural.** 2023b. Disponível em: https://www.erse.pt/media/urvnsopt/erseforma_mudan%C3%A7acom_2023.pdf.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. **Balanço da implementação das redes inteligentes da distribuição de energia elétrica em 2021.** 2022a. Disponível em: <https://www.erse.pt/media/n44ffldf/balancoredesinteligentes2021.pdf>.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. **Comparação de Ferramentas de Simulação de preços de eletricidade e gás natural.** 2022b. https://www.erse.pt/media/og4jk34f/compara%C3%A7%C3%A3o-simuladores_2022_vca.pdf.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. **Estudo sobre operador de mudança de comercializador: Experiências e resultados.** 2014. Disponível em: https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2018/08/Mudanca_Comercializador_PT.pdf.

ESPAÑA. **Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.** 1997. Disponível em: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1997-25340>.

ESPAÑA. **Ley 17/2007, de 4 de julio, del Sector Eléctrico**. 2007. Disponível em: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-13024>.

ESPAÑA. **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico**. 2013. Disponível em: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>.

FIANI, R. **Teoria da regulação econômica: Estado atual e perspectivas futuras**. Texto para Discussão n° 423, 1998. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/17141/1/RFiani.pdf>.

FOLGUEIRAS, J. A. A. **Fuentes de energía y Protocolo de Kioto en la Evolución del Sistema Eléctrico Español**. Tese (Doutorado em Energia). Universidad de Oviedo. Oviedo, p. 323, 2012.

Fundación Naturgy. **La regulación del mercado eléctrico mayorista ante el nuevo entorno europeo**. 2024. Disponível em: https://www.fundacionnaturgy.org/wp-content/uploads/woocommerce_uploads/2024/04/regulacion-mercado-electrico-mayorista-qbd9ck.pdf.

FURTADO, J. E. N. **O negócio da E-REDES na conjuntura atual do setor elétrico: Rebranding e digitalização da nova marca**. Dissertação (Mestrado em Ciências Empresariais). Instituto Politécnico de Setúbal (IPS). Setúbal, p. 81, 2021.

GASPAR, M. N. M. A. P. **Regulação económica do setor elétrico: O caso de baixa tensão em Portugal continental**. Dissertação (Mestrado em Economia da Empresa e da Concorrência). Instituto Universitário de Lisboa (ISCTE). Lisboa, p. 101, 2021.

GARCÍA-ÁLVAREZ, M. T.; MORENO, B. La liberalización en la industria eléctrica española: El reto de lograr precios competitivos para los hogares. **Gestión y Política Pública**, v. 25, n° 2, p. 551-589, 2016.

GODOY, A. S. Pesquisa qualitativa: tipos fundamentais. **Revista de Administração de Empresas**, v. 35, n. 3, p. 20-29, 1995.

GOMES, J. P. P.; VIEIRA, M. M. F. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Revista de Administração Pública**, v. 43, p. 295-321, 2009.

GÓMEZ, M. L. B. **Regulación y Eficiencia en el sector eléctrico español: 1988-2004**. Tese (Doutorado em Economia). Universitat Autònoma de Barcelona. Barcelona, p. 283, 2008.

HYLAND, M. Restructuring European electricity markets e A panel data analysis. **Utilities Policy**, v. 38, p. 33-42, 2016.

JANNUZZI, A. C. **Regulação da qualidade de energia elétrica sob o foco do consumidor**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade de Brasília. Brasília, p. 234, 2007.

JIMENO, M. R. F.; CEBRIÁN, M. S. El mercado eléctrico en España: La convivencia de un monopolio natural y el libre mercado. **Revista Europeo de Derecho Fundamentales**, v. 25, p. 257-297, 2015.

JOSKOW, P. Lessons Learned From Electricity Market Liberalization. **The Energy Journal**, Special Issue, p. 9-42, 2008.

JOSKOW, P. Regulation and Deregulation after 25 Years: Lessons Learned for Research in Industrial Organization. **Review of Industrial Organization**, v. 26, n° 2, p. 169-193, 2005.

KEMA. **Estudo sobre contadores inteligentes de electricidade e de gás natural. Relatório 1E/G: Situação actual e experiência com projectos-piloto em Portugal**. 2012. Disponível em: https://www.erse.pt/media/cmuldufk/relat%C3%B3rio-1e_g_situa%C3%A7%C3%A3o-actual-e-experi%C3%Aancia-com-projectos-piloto-em-portugal_kema.pdf.

KESSLER, M. R. **A regulação econômica no Setor Elétrico Brasileiro: Teoria e evidências**. Dissertação (Mestrado em Economia). Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, p. 170, 2006.

LAMY, M. M. M. A. M. **O Sector Elétrico em Portugal - A alteração das circunstâncias em contexto de mercado liberalizado: Os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual e a Hardship sob o Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica**. Dissertação (Mestrado em Direito). Lisboa, p. 60, 2013.

LANDI, M. **Energia elétrica e políticas públicas: A experiência do Setor Elétrico Brasileiro no período de 1934 a 2005**. Tese (Doutorado em Energia). Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 150, 2006.

LEME, A. A. A reforma do setor elétrico no Brasil, Argentina e México: Contrastes e perspectivas em debate. **Revista de Sociologia Política**, n. 33, p. 97-121, 2009.

LEME, A. A. Globalização e reformas liberalizantes: Contradições na reestruturação do setor elétrico brasileiro nos anos 1990. **Revista de Sociologia Política**, n. 25, p. 171-192, 2005.

LITTLECHILD, S. C. **Regulation of British Telecommunications' Profitability**. Department of Industry, 1983.

LITTLECHILD, S. C. The CMA's assessment of customer detriment in the UK retail energy market. **Journal of Regulatory Economics**, v. 57, p. 203-230, 2018.

LORENZO, H. C. O Setor Elétrico Brasileiro: Passado e futuro. **Perspectivas**, v. 24-25, p. 147-170, 2002.

MARTINS, I. L. S. **Organização do setor elétrico em Portugal, o MIBEL e a construção dos preços da energia elétrica no mercado primário**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores). Instituto Politécnico de Setúbal (IPS). Setúbal, p. 124, 2020.

MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade. **Descripción del funcionamiento del MIBEL**. 2009. Disponível em: https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2018/08/Descríp_funcionamiento_MIBEL.pdf.

MILLA, J. L. **La liberalización del sector eléctrico español: Una reflexión a la luz de la experiencia de Inglaterra y Gales**. Tese (Doutorado em Economia). Universidade de Alicante. Alicante, p. 485, 1999.

MITECO – Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. **Comercializadoras**. 2025. Disponível em: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad/distribuidores/comercializadores.html>.

MORENO, P. **Análisis del proceso liberalizador del sector eléctrico en España**. Dissertação (Mestrado em Direito). Universidad Zaragoza. Zaragoza, p. 104, 2012.

NEVES, M. C. **A produção de Eletricidade em Portugal em Regime Ordinário: Evolução e Perspectivas**. Instituto de Ciências Jurídico-Políticas, Centro de Investigação de Direito Público, 2017.

OLIVEIRA, A. S. Regulação econômica da infraestrutura no Brasil: Uma análise histórico-institucional. **Direito e Sustentabilidade**, v. 1, n. 1, p. 95-116, 2015.

PEPERMANS, G. European energy market liberalization: experiences and challenges. **International Journal of Economic Policy Studies**, v. 13, p. 3–26, 2018.

PIMPÃO, R. A. G. **O processo de liberalização do mercado da energia elétrica: O caso português em perspectiva comparada**. Dissertação (Mestrado em Políticas Públicas). Instituto Universitário de Lisboa (ISCTE). Lisboa, p. 51, 2013.

PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, D. L.; **Microeconomics 8th ed.** 8 ed. New Jersey: Pearson, 2013.

PINTO JUNIOR, H. Q. **Infraestrutura e serviço público: Uma relação em mutação?**. 1997.

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

PINTO JR., H. Q.; FIANI, R. Regulação Econômica. *In*: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. **Economia Industrial**. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

PIRES, A.; CAMPOS FILHO, L. Investimentos em setores de infra-estrutura: a questão da regulação do monopólio natural e a defesa da concorrência. *In*: CASTRO, A. C. (org.). **Desenvolvimento em debate**. Rio de Janeiro: Editora Mauad: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, v. 2, p. 281-303, 2002.

PIRES, J. C. L.; PICCININI, M. S. **Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: A experiência internacional e o caso brasileiro**. Texto para Discussão, n. 64, 1998.

PIRES, J. C. L. O processo de reformas do Setor Elétrico Brasileiro. **Revista do BNDES**, v. 6, n.º 12, p. 137-168, 1999.

POLLITT, M. G. The role of policy in energy transitions: Lessons from the energy liberalisation era. **Energy Policy**, v. 50, p. 128-137, 2012.

POSSAS, M.; PONDE, J.; FAGUNDES, J. Regulação da concorrência nos setores de infraestrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual. *In*: **Infra-estrutura — perspectivas de reorganização**. Ipea, 1997.

PORTUGAL. **Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro**. 2006. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/29-2006-683861>.

PORTUGAL. **Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho**. 2011. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/78-2011-670026>.

PORTUGAL. **Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro**. 2022. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016>.

PORTUGAL. **Portaria** nº **364-A/2017**. 2017. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/364-a-2017-114301391>.

ROTHES, M. G. A. **O papel da regulação na liberalização do setor elétrico português**. Dissertação (Mestrado em Economia e Gestão do Ambiente). Universidade do Porto. Porto, p. 56, 2012.

SANTOS, F. M. O comercializador de último recurso no contexto da liberalização dos mercados de eletricidade e gás natural. **Revista de Concorrência e Regulação**, v. 18, p. 89-115, 2014.

SAPPINGTON, D. Incentive Regulation. **Review of Industrial Organization**, v. 9, p. 245-272, 1994

SILVA, B. G. **Evolução do Setor Elétrico Brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo**. Dissertação (Mestrado em Ciências). São Paulo, p. 162, 2011.

SILVA, M. J. G. L. P. **A liberalização do setor energético e a pobreza energética**. Dissertação (Mestrado em Ciências Jurídico-Financeiras). Universidade de Lisboa. Lisboa, p. 108, 2016.

STIGLER, G. J. The Theory of economic regulation. **The Bell Journal of Economics and Management Science**, v. 2, n. 1, p. 3-21, 1971.

TAVARES, J. A regulação nos setores de infra-estrutura no Brasil. *In*: SALGADO, L. H.; MOTTA, R. S. (org.). **Marcos regulatórios no Brasil: o que foi feito e o que falta fazer**. Rio de Janeiro: Ipea, 2005.

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

União Europeia. **Orientações para a apreciação das concentrações não horizontais nos termos do Regulamento do Conselho relativo ao controlo das concentrações de empresas (2008/C265/07)**. 2008. Disponível em: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52008XC1018\(03\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52008XC1018(03)).

URPELAINEN, J.; YANG, J. Global patterns of power sector reform, 1982–2013. **Energy Strategy Review**, v. 23, p. 152-162, 2019

VALQUARESMA, A. P. **Liberalização da comercialização de energia elétrica: Análise das barreiras à mudança de fornecedor e análise cluster da oferta**. Dissertação (Mestrado em Economia). Universidade do Porto. Porto, p. 122, 2015.

VELJANOVSKI, C. Economic Approaches to Regulation. *In*: BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. (org.). **The Oxford Handbook of Regulation**. Oxford University Press, 2010.

WERNER, D. Estado, capitais privados e planejamento no setor elétrico brasileiro após as reformas setoriais das décadas de 1990 e 2000. **Planejamento e Políticas Públicas**, n° 52, p. 189-230, 2019.